

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Tesis previa a la obtención del título de: INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:**

**“IMPACTO DE LA GENERACIÓN EÓLICA DISTRIBUIDA SOBRE LAS  
PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA RED ELÉCTRICA”.**

**AUTOR:**

**HOLGUER EDUARDO YÁNEZ RIVADENEIRA**

**DIRECTOR:**

**ING. JUAN CARLOS HERRERA HEREDIA**

**Quito, febrero de 2015**

### **DECLARATORIA DE AUTORÍA:**

Yo, Holguer Eduardo Yáñez Rivadeneira autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 27 de Febrero del 2015

---

Holguer Eduardo Yáñez Rivadeneira  
CC: 171087064-1

**AUTOR**

**CERTIFICA:**

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos y financieros del informe de la monografía, así como el funcionamiento del “Impacto de la Generación Distribuida sobre las Pérdidas Técnicas en la Red Eléctrica” realizada por el Sr. Holguer Eduardo Yáñez Rivadeneira, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 27 de Febrero del 2015

---

Ing. Juan Carlos Herrera Heredia  
DIRECTOR DE TESIS

## **DEDICATORIA.**

*Holguer Eduardo Yáñez Rivadeneira*

*Este tesis está dedicada a mi DIOS que con su cuidado y bendiciones me ayudó a llegar a la conclusión de la misma, a mi madre que con su dedicación me supo hacer un hombre de bien, pero sobre todo que me enseñó a ser una persona constante y luchadora, a mi mejor amiga mi esposa., Cecilia Pazmiño que con su amor, ternura e infinita paciencia supo acompañarme incondicionalmente, animarme y caminar junto a mi durante mis estudios, a mis hijas Pamelita y Micaela que son fruto de nuestro amor por ser mi alegría, eterna inspiración y mi motor para seguir adelante, a mis suegros Piedad y Gustavo quienes me han acogido como un hijo más, también dedico esta tesis a todos aquellos que no creyeron en mí, a aquellos que esperaban mi fracaso en cada paso que daba hacia la culminación de mis estudios, a aquellos que nunca esperaban que terminara mi carrera, a todos aquellos que apostaban a que me rendiría a medio camino y a todos los que supusieron que no lo lograría; a todos ellos también dedico esta tesis.*

## **AGRADECIMIENTO.**

*Holguer Eduardo Yáñez Rivadeneira*

*Agradezco infinitamente a la Universidad Politécnica Salesiana por ser la Alma Mater que me formó profesionalmente y ayudó a desarrollar en mí la paciencia, constancia, ética, tolerancia y sociabilidad.*

*Al Sr. Ing. Juan Carlos Herrera, quien aportó su conocimiento, tiempo y paciencia al dirigir este trabajo de investigación, al Sr. Dr. Hugo Arcos quién de manera desinteresada, con mucha paciencia y don de gente supo aportar con su conocimiento y datos vitales para el modelamiento de mi tesis.*

*A los docentes en general que aportaron en mi desarrollo académico y formación personal.*

## INDICE GENERAL

DECLARATORIA DE AUTORÍA:.....	I
CERTIFICA: .....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO. ....	IV
INDICE GENERAL .....	V
INDICE DE FIGURAS .....	IX
INDICE DE TABLAS.....	XI
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	XIII
Resumen.....	XIV
Abstract .....	XV
CAPÍTULO I.....	2
TECNOLOGÍA DE LOS AEROGENERADORES .....	2
1.1 Caracterización del recurso eólico.....	2
1.1.1 Parámetros a caracterizar.....	3
1.1.1.1 Velocidad del viento.....	3
1.1.1.2 Potencia del viento (Cubo de la velocidad del viento). ....	5
1.1.1.3 Dirección del viento.....	5
1.1.1.4 Distribución de probabilidad de velocidades (Distribución Weibull). ....	6
1.1.1.5 Variación del viento con la altura (Ley de Hellmann). ....	7
1.1.1.6 Turbulencia y rafagosidad. ....	8
1.1.1.6.1 Turbulencia. ....	8
1.1.1.6.2 Rafagosidad. ....	9
1.1.1.7 Temperatura y/o presión. ....	10
1.1.1.7.1 Temperatura. ....	10
1.1.1.7.2 Presión atmosférica.- ....	11
1.2 Tipos de Aerogeneradores y Tecnologías. ....	12
1.2.1 Tipos de Aerogeneradores. ....	13
1.2.1.1 Aerogeneradores de tipo A. ....	14
1.2.1.2 Aerogeneradores de tipo B. ....	15
1.2.1.3 Aerogeneradores de tipo C. ....	16
1.2.2 Tecnología de los aerogeneradores.....	17

1.2.2.1 Aerogeneradores según eje de giro del rotor. ....	17
1.2.2.1.1 Máquinas de eje horizontal. ....	17
1.2.2.1.1.1 Turbina de rotor tipo hélice (aeroturbinas rápidas).....	18
1.2.2.1.1.2 Turbinas de rotor múltipara (aeroturbinas lentas). ....	19
1.2.2.1.2 Máquinas de eje vertical. ....	20
1.2.2.1.2.1 Aerogenerador con rotor Savonius.....	21
1.2.2.1.2.2 Aerogenerador con rotor Darrieus. ....	22
1.2.2.1.2.3 Aerogenerador con rotor Darrieus Tipo H o Giromill.....	23
1.2.2.1.2.4 Aerogenerador con rotor Darrieus Tipo Helicoidal. ....	23
1.2.2.1.2.5 Generador con rotor Darrieus Tipo Windside.....	24
1.2.2.2 Por el número de palas empleadas.....	25
1.2.2.2.1 Máquinas tripala. ....	25
1.2.2.2.2 Máquinas bipala.....	26
1.2.2.2.3 Máquinas monopala. ....	26
1.2.2.3 Por la orientación respecto a la dirección dominante del viento. ....	27
1.2.2.3.1 Máquina con rotor a barlovento. ....	27
1.2.2.3.2 Máquina con rotor a sotavento. ....	28
1.2.2.4 Por el tipo de torre utilizada. ....	29
1.2.2.4.1 Torre de hormigón. ....	30
1.2.2.4.2 Torre tubular de acero.....	30
1.2.2.4.3 Torre autosoportante o de celosía. ....	31
1.2.2.4.4 Torre tubular de acero atirantada. (aerogeneradores para pequeñas potencias).....	32
1.2.2.5 Según la potencia suministrada. ....	33
1.2.2.5.1 Equipos de baja potencia.....	33
1.2.2.5.2 Equipos de media potencia.....	33
1.2.2.5.3 Equipos de alta potencia. ....	33
1.3 Estructura de las centrales Eolo Eléctricas.....	34
1.3.1 Estructura de los aerogeneradores. ....	34
1.3.2 Aerogenerador. ....	34
1.3.2.1 Rotor. ....	34
1.3.2.1.1 Rotor de velocidad constante. ....	35
1.3.2.1.2 Rotor de velocidad constante. ....	35
1.3.2.2 Multiplicador. ....	35

1.3.2.3 Generador. ....	35
1.3.2.4 Aeroturbina. ....	35
1.3.2.5 Góndola. ....	36
1.3.3 Transformador de pie de torre. ....	36
1.3.4 Cables conductores para transporte de energía (línea de transmisión). ....	36
1.3.5 Subestación. ....	36
1.3.5.1 Centro de control. ....	36
1.3.5.2 Elementos de control. ....	36
1.3.5.3 Sistema de control eléctrico. ....	37
CAPÍTULO II .....	38
IMPACTO DE LA GENERACIÓN EOLO ELÉCTRICA SOBRE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO. ....	38
2.1 Nivel de Penetración y Dispersión de la Generación Distribuida. ....	38
2.1.1 Nivel de penetración. ....	38
2.1.2 Nivel de dispersión. ....	40
2.1.2.1 Escenario de baja dispersión. ....	40
2.1.2.2 Escenario Semi-Ideal. ....	41
2.1.2.3 Escenario Ideal. ....	41
2.2 Influencia en el SEP en función de la tecnología de los aerogeneradores. ....	41
2.3 Análisis de la influencia de la potencia activa y reactiva generada. ....	43
2.3.1 Factor de potencia constante. ....	44
2.3.2 Compensación de Reactivos con Límites. ....	45
2.3.3 Factor de Potencia Variable. ....	46
2.4 Influencia de la localización de la generación distribuida. ....	47
CAPÍTULO III .....	49
ANÁLISIS REGULATORIO Y NORMATIVO .....	49
3.1 Requisitos de la normativa ecuatoriana para la conexión de centrales Eolo Eléctricas al sistema eléctrico de potencia. ....	49
3.1.1 Condiciones operativas. ....	51
3.1.3.1 Punto de entrega y medición. ....	51



3.1.3.1.1 Calidad de producto. ....	51
3.1.3.1.2 Requisitos para la conexión. ....	51
3.1.3.1.3 Previsión de energía a entregarse .....	51
3.2 Requisitos de la normativa internacional para la conexión de centrales Eolo eléctricas al sistema eléctrico de potencia. ....	52
3.3 Definición del modelo regulatorio y parámetros aplicables para centrales eólicas. ....	58
<b>CAPÍTULO IV</b> .....	58
<b>MODELACIÓN Y ANÁLISIS APLICADO A LA GENERACIÓN EOLO ELÉCTRICA DE ECUADOR..</b>	58
4.1 Descripción y Modelación de la Red bajo estudio. ....	58
4.1.1 Agrupamiento de subestaciones. ....	58
4.1.2 Componentes del SEP a ser modelados.....	61
4.1.2.1 Líneas de transmisión y subtransmisión. ....	62
4.1.2.2 Generadores. ....	63
4.1.2.3 Transformadores. ....	65
4.1.2.4 Capacitor.....	67
4.2 Modelación de la carga. ....	66
4.3 Modelación del Aerogenerador. ....	70
4.4 Definición de escenarios. ....	73
4.5 Desarrollo de simulaciones y análisis. ....	75
4.5.1 Escenario lluvioso Demanda Mínima.....	75
4.5.1.1 Tablas de resultados del modelamiento aplicado a líneas de transmisión y sub transmisión escenario lluvioso a demanda mínima. ....	76
4.5.2 Escenario lluvioso Demanda Media. ....	78
4.5.2.1 Tablas de resultados del modelamiento aplicado a líneas de transmisión y sub transmisión escenario lluvioso a demanda media.....	78
4.5.3 Escenario lluvioso Demanda Pico. ....	81
4.5.3.1 Tablas de resultados del modelamiento aplicado a líneas de transmisión y sub transmisión escenario lluvioso a Demanda Pico. ....	81
<b>RESUMEN DEL ESCENARIO LLUVIOSO</b> .....	83
4.5.4 Escenario seco Demanda Mínima. ....	83

4.5.4.1 Tablas de resultados del modelamiento aplicado a líneas de transmisión y sub transmisión escenario seco a Demanda Mínima.....	84
4.5.5 Escenario seco Demanda Media.....	86
4.5.5.1 Tablas de resultados del modelamiento aplicado a líneas de transmisión y sub transmisión escenario seco a Demanda Media. ....	87
4.5.6 Escenario seco Demanda pico. ....	89
4.5.6.1 Tablas de resultados del modelamiento aplicado a líneas de transmisión y sub transmisión escenario seco a Demanda Pico. ....	90
4.5.6.2 Resumen del período seco. ....	91
4.5.7 Pérdidas en el Transformador Loja. ....	93
4.5.8 Generadores. ....	97
CONCLUSIONES.....	98
RECOMENDACIONES.....	100
REFERENCIAS.....	101
ANEXOS .....	104
ANEXO A.....	105
DESPACHO DE LOS GENERADORES DEL SISTEMA. ....	105

## INDICE DE FIGURAS

<b>Fig. 1.1</b> Anemómetro digital.....	4
<b>Fig. 1.2:</b> Estación meteorológica automática con sensores de radiación solar, radiación neta, velocidad y dirección del viento, temperatura y humedad relativa del aire. ....	6
<b>Fig. 1.3.-</b> Perfiles de la velocidad del viento, en función de las características topográficas del terreno. ....	8
<b>Fig. 1.4:</b> Termómetros ubicados en el interior de una garita meteorológica. ....	10
<b>Fig. 1.5:</b> Barómetro digital. ....	11
<b>Fig. 1.6:</b> Estructura y movimiento de zonas de alta y baja presión. ....	12
<b>Fig. 1.7:</b> Aerogeneradores Proyecto Eólico Villonaco (Provincia de Loja).....	13
<b>Fig. 1.8:</b> Turbina eólica a velocidad constante basada en un generador asíncrono. ....	14
<b>Fig. 1.9:</b> Turbina eólica a velocidad constante basada en un generador asíncrono doblemente aislado. ....	15
<b>Fig. 1.10:</b> Turbina eólica a velocidad variable basada en un generador sincrónico. ....	16
<b>Fig. 1.11:</b> Aerogenerador doméstico de eje horizontal. ....	18
<b>Fig. 1.12:</b> Turbina de rotor tipo hélice tripala.....	19
<b>Fig. 1.13:</b> Molinos empleados en zonas rurales para extracción de agua subterránea. ....	20
<b>Fig. 1.14:</b> Rotor Savonius.....	21

<b>Fig. 1.15:</b> Rotor Darrieus.....	22
<b>Fig. 1.16:</b> Rotor tipo H o Giromill. ....	23
<b>Fig. 1.17:</b> Rotor Darrieus tipo Helicoidal. ....	24
<b>Fig. 1.18:</b> Rotor Darrieus Tipo Windside.....	25
<b>Fig. 1.19:</b> Parque eólico marino empleando aerogeneradores con rotor tripala. ....	25
<b>Fig. 1.20:</b> Parque eólico con aerogeneradores con rotor bipala. ....	26
<b>Fig. 1.21:</b> Aerogenerador con rotor monopala.....	27
<b>Fig. 1.22:</b> Aerogenerador con rotor a Barlovento. ....	28
<b>Fig. 1.23:</b> Aerogenerador con rotor a Barlovento. ....	29
<b>Fig. 1.24:</b> Torre de hormigón para el montaje de un aerogenerador.....	30
<b>Fig. 1.25:</b> Montaje de torres tubulares de acero.....	31
<b>Fig. 1.26:</b> Estructura de una torre autosoportante. ....	32
<b>Fig. 1.27:</b> Torre tubular de acero atirantada. ....	32
<b>Fig. 1.28:</b> Estructura de la Central Eolo Eléctrica Villonaco. ....	37
<b>Fig. 2.1:</b> Curva característica del factor de potencia vs potencia activa. ....	45
<b>Fig. 2.2:</b> Curvas características de turbinas a gas y de ciclo combinado. ....	46
<b>Fig. 2.3:</b> Curva característica para un factor de potencia variable.....	47
<b>Fig. 3.1:</b> Rangos de Factor de potencia Norma Alemana EON.....	55
<b>Fig. 3.2:</b> Rangos de Factor de potencia Norma Danesa. ....	56
<b>Fig. 3.3:</b> Rangos de Factor de potencia Norma Irlandesa. ....	56
<b>Fig. 3.4:</b> Rangos de Factor de potencia Norma Escocesa. ....	57
<b>Fig. 4.1:</b> Esquema de la red bajo estudio.....	60
<b>Fig. 4.2:</b> Esquema de la red bajo estudio.....	66
<b>Fig. 4.3 :</b> Esquema de la red bajo estudio en la que nos indica la posición del capacitor.....	68
<b>Fig. 4.4 :</b> Esquema de la red bajo estudio en la que nos indica la posición del capacitor.....	66
<b>Fig. 4.5:</b> Curva de demanda período seco y lluvioso. ....	67
<b>Fig. 4.6:</b> Tipo de Cargas en el sistema EERSSA. ....	68
<b>Fig. 4.7:</b> Esquema de posicionamiento de barras dentro del sistema de estudio. ....	69
<b>Fig. 4.8:</b> Análisis gráfico de pérdidas totales en líneas de transmisión y subtransmisión. ....	70
<b>Fig. 4.9:</b> Esquema de posicionamiento del generador eólico Villonaco dentro del sistema de estudio. ....	71
<b>Fig. 4.10:</b> Escenario lluvioso Demanda Mínima con Generador Villonaco. ....	75
<b>Fig. 4.11:</b> Análisis gráfico comparativo escenario lluvioso Demanda Mínima con el Generador Villonaco... 77	77
<b>Fig. 4.12:</b> Escenario lluvioso Demanda Media sin Generador Villonaco. ....	78
<b>Fig. 4.13:</b> Análisis gráfico comparativo Escenario lluvioso Demanda Media. ....	80
<b>Fig. 4.14:</b> Escenario lluvioso Demanda Máxima con Generador Villonaco. ....	81
<b>Fig. 4.15:</b> Análisis gráfico comparativo Escenario lluvioso Demanda Pico. ....	82
<b>Fig. 4.16:</b> Análisis gráfico comparativo Escenario lluvioso Demanda Pico. ....	83
<b>Fig. 4.17:</b> Escenario seco Demanda Mínima con Generador Villonaco. ....	84
<b>Fig. 4.18:</b> Análisis gráfico comparativo Escenario Seco Demanda Mínima.....	85

<b>Fig. 4.19:</b> Análisis gráfico comparativo Escenario Seco Demanda Mínima.....	86
<b>Fig. 4.20:</b> Análisis gráfico comparativo Escenario Seco Demanda Media. ....	88
<b>Fig. 4.21:</b> Análisis gráfico comparativo Escenario Seco Demanda Media. ....	89
<b>Fig. 4.22:</b> Análisis gráfico comparativo Escenario Seco Demanda Media. ....	90
<b>Fig. 4.23:</b> Análisis gráfico comparativo Escenario Seco Demanda Pico. ....	91
<b>Fig. 4.24:</b> Análisis gráfico comparativo Escenario Seco. ....	92
<b>Fig. 4.25:</b> Análisis gráfico comparativo Escenario Lluvioso. ....	95
<b>Fig. 4.26:</b> Análisis gráfico comparativo Escenario Lluvioso. ....	96

## INDICE DE TABLAS.

<b>Tabla 1.1</b> Tabla de escala de velocidades del viento (Escala Beaufort). ....	4
<b>Tabla 1.2</b> Valores del exponente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno. ....	8
<b>Tabla 1.3</b> Tabla de unidades de presión. ....	12
<b>Tabla 3.1</b> Estándares para el Nivel de Tensión. Norma Danesa y Alemana EON. ....	54
<b>Tabla 3.1</b> Estándares para el Nivel de Tensión. Norma Danesa y Alemana EON. ....	55
<b>Tabla 3.2</b> Estándares para el Nivel de Tensión. Normas Escocesa, Inglesa e Irlandesa. ....	54
<b>Tabla 3.3</b> Estándares de Frecuencia según Norma Europea. ....	57
<b>Tabla 4.1</b> Tabla de Potencia Máxima coincidente por Subestación. ....	60
<b>Tabla 4.2</b> Porcentaje de demanda por subestación época lluviosa. ....	61
<b>Tabla 4.3</b> Porcentaje de demanda por subestación época seca. ....	61
<b>Tabla 4.4</b> Tabla de datos necesarios para el modelamiento de las líneas de transmisión y subtransmisión....	62
<b>Tabla 4.5</b> Datos para el modelamiento del generador Carlos Mora. ....	64
<b>Tabla 4.6</b> Datos para el modelamiento del generador Catamayo. ....	64
<b>Tabla 4.7</b> Datos para el modelamiento del autotransformador Loja. ....	66
<b>Tabla 4.8</b> Datos para el modelamiento del transformador Villonaco. ....	67
<b>Tabla 4.9</b> Datos necesarios para el modelamiento de la carga. ....	67
<b>Tabla 4.10</b> Datos necesarios para el modelamiento de la carga. ....	67
<b>Tabla 4.11</b> Tipos de clientes presentes en el sistema de la EERSSA. ....	68
<b>Tabla 4.12</b> Pérdidas totales periodo seco. ....	69
<b>Tabla 4.13</b> Pérdidas totales en el sistema en período seco ....	71
<b>Tabla 4.14</b> Tabla de demanda total de generación en período lluvioso y seco. ....	72
<b>Tabla 4.15</b> Datos para el modelamiento del Generador Villonaco. ....	72
<b>Tabla 4.16</b> Datos de despacho EERSSA. ....	74
<b>Tabla 4.17</b> Pérdidas Escenario lluvioso a Demanda Mínima con el Generador de Villonaco. ....	76
<b>Tabla 4.18</b> Pérdidas Escenario lluvioso a Demanda Mínima sin el Generador de Villonaco. ....	76
<b>Tabla 4.19</b> Comparación de pérdidas Escenario lluvioso a demanda mínima. ....	76

<b>Tabla 4.20</b>	Pérdidas Escenario lluvioso a Demanda Media con el Generador de Villonaco.....	78
<b>Tabla 4.21</b>	Pérdidas Escenario lluvioso a Demanda Media sin el Generador de Villonaco.....	79
<b>Tabla 4.22</b>	Comparación de pérdidas Escenario lluvioso a demanda media. ....	79
<b>Tabla 4.23</b>	Pérdidas Escenario lluvioso a Demanda pico con el Generador de Villonaco.....	81
<b>Tabla 4.24</b>	Pérdidas Escenario lluvioso a Demanda Pico sin el Generador de Villonaco.....	82
<b>Tabla 4.25</b>	Comparación de pérdidas Escenario lluvioso a demanda pico.....	82
<b>Tabla 4.26</b>	Comparación de pérdidas del sistema período lluvioso. ....	83
<b>Tabla 4.27</b>	Pérdidas Escenario seco a Demanda Mínima con el Generador de Villonaco.....	84
<b>Tabla 4.28</b>	Pérdidas Escenario seco a Demanda Mínima sin el Generador de Villonaco.....	85
<b>Tabla 4.29</b>	Comparación de pérdidas Escenario Seco a demanda mínima.....	85
<b>Tabla 4.30</b>	Pérdidas Escenario seco a Demanda Media con el Generador de Villonaco. ....	87
<b>Tabla 4.31</b>	Pérdidas Escenario seco a Demanda Media sin el Generador de Villonaco. ....	87
<b>Tabla 4.32</b>	Comparación de pérdidas Escenario Seco a demanda media. ....	87
<b>Tabla 4.33</b>	Pérdidas Escenario seco a Demanda Pico con el Generador de Villonaco. ....	90
<b>Tabla 4.34</b>	Pérdidas Escenario seco a Demanda Pico sin el Generador de Villonaco. ....	90
<b>Tabla 4.35</b>	Comparación de pérdidas Escenario Seco a demanda pico.....	90
<b>Tabla 4.36</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	91
<b>Tabla 4.37</b>	Factor de penetración período lluvioso. ....	92
<b>Tabla 4.38</b>	Factor de penetración período seco.....	92
<b>Tabla 4.39</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	93
<b>Tabla 4.40</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	93
<b>Tabla 4.41</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	93
<b>Tabla 4.42</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	94
<b>Tabla 4.43</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	94
<b>Tabla 4.44</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	94
<b>Tabla 4.45</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	95
<b>Tabla 4.46</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	95
<b>Tabla 4.47</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	95
<b>Tabla 4.48</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	95
<b>Tabla 4.49</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	96
<b>Tabla 4.50</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	96
<b>Tabla A.1</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	105
<b>Tabla A.2</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	105
<b>Tabla A.3</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	105
<b>Tabla A.4</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	105
<b>Tabla A.5</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	106
<b>Tabla A.6</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	106
<b>Tabla A.7</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	106
<b>Tabla A.8</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	106

<b>Tabla A.9</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	107
<b>Tabla A.10</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	107
<b>Tabla A.11</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	107
<b>Tabla A.12</b>	Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.....	107

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

AC	Corriente Alterna
S/E	Subestación
GD	Generación distribuida
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
CONELC	Consejo Nacional de Electrificación
CENACE	Centro de Control de Energía
EERSSA	Empresa Eléctrica Regional del Sur
SEP	Sistemas eléctricos de potencia
G	Generador
SNI	Sistema Nacional Interconectado
EERSSA	Empresa Eléctrica Regional del Sur
Pviento	Potencia media del viento
Vh	Velocidad del viento a la altura h
Fr	Factor de rafagosidad
GADA	Generador asincrónico de doble alimentación
HAWT	Aerogenerador de turbina de eje horizontal
VAWT	Aerogenerador de turbina de eje vertical
kV	Kilo voltio
Pgd	Potencia producida por la generación distribuida
Pload	Potencia de la carga
#Bus GD	Número de nodos en generación distribuida
#Bus load	Número de nodos de consumo
MT	Media tensión
AT	Alta tensión
Mw	Megawatios
CosØ	Coseno fi
Q	Potencia reactiva
LPE	Límite de potencia eólica

# Resumen

## “Impacto de la Generación Eólica Distribuida sobre las Pérdida Técnicas en Redes de Distribución”

Holguer Eduardo Yáñez Rivadeneira  
[eduardoyanez\\_2@hotmail.com](mailto:eduardoyanez_2@hotmail.com)  
Universidad Politécnica Salesiana

*Resumen*—En el presente proyecto de tesis se desarrolla un modelamiento de componentes de un Sistema Eléctrico de Potencia que permita estudiar el comportamiento de la Generación Distribuida sobre las Pérdidas Técnicas en la Red; se diseñan y modelan las características del sistema con datos reales de cada uno de los componentes del Sistema Eléctrico de Potencia como son barras, transformadores, generadores, líneas de transmisión y cargas. El modelo obtenido del SEP se optimiza mejorando los datos ingresados, posteriormente se analiza las pérdidas en la red planteando escenarios climáticos en período seco y lluvioso, así también los períodos horarios de demanda base, de demanda media y de demanda de punta. Una vez modelado el sistema, definidos subsistemas equivalentes y los escenarios de análisis se simulan flujos de potencia considerando datos reales de la operación del SEP (demanda y generación), y se verifica la influencia de la generación eólica en el área del sistema de potencia bajo estudio.

Se analizan los resultados y se establecen conclusiones.

*Índice de Términos*— Generación Distribuida, Modelamiento, Escenarios Climáticos, Períodos Horarios, Pérdidas en el Sistema Eléctrico.

## Abstract

# “Impact of Distributed Wind Generation on Technical Loss Distribution Networks”

Holguer Eduardo Yáñez Rivadeneira  
[eduardoyanez\\_2@hotmail.com](mailto:eduardoyanez_2@hotmail.com)  
Universidad Politécnica Salesiana

*Abstract*— This draft thesis develops a modeling components of a Power System allows to study the behavior of Distributed Generation on Technical Losses in the Network; are designed and modeled system characteristics with real data of each of the components of the electrical power system as are bars, transformers, generators, transmission lines and loads. The obtained model is optimized SEP improving the input data, then the losses on the network is analyzed considering climate scenarios dry and rainy season, so the slots basic demand, average demand and peak demand. Once the system modeling defined scenarios equivalent subsystems and power flow analysis considering actual data for the operation of SEP (demand and generation) are simulated, and the influence of wind generation is verified in the area of power system low study.

The results are analyzed and conclusions are drawn.

*Index of Terms*— Distributed Generation, Modeling, Climate Scenarios, Periods Schedules, losses in the electricity system.





## INTRODUCCIÓN.

La capacidad de generación distribuida - GD, su localización y el modo de operación afectan el desempeño de la red en régimen estacionario y en particular modifica el nivel de las pérdidas de potencia totales de la red. Se pueden establecer tres condiciones particulares:

- a) Modo de compensación de carga: La capacidad de carga en cada barra es mayor o igual a la del generador en cada barra. Nivel de penetración y dispersión bajo.  
Efecto: Reducción generalizada de pérdidas en la red
- b) Modo de compensación de carga: La capacidad de carga en cada barra es mayor o igual a la del generador en cada barra. Nivel de penetración y dispersión bajo.  
Efecto: Incremento de pérdidas en algunas líneas pero reducción de las pérdidas totales.
- c) Exportación a la red: Cuando la GD es al menos en una barra más grande que la carga en esa barra y existe alta penetración.  
Efecto: Incremento de las pérdidas en algunas líneas pero decremento de las pérdidas totales siempre y cuando la producción de la GD sea menor que la carga total de la red.

El efecto de la Generación Distribuida sobre las distintas variables asociadas al sistema eléctrico de potencia, entre las cuales se encuentran las pérdidas, debe ser evaluado con el fin de garantizar una operación confiable de la red.

Para realizar este estudio se llevara a cabo una investigación bibliográfica de libros, tesis, artículos, normas relacionados con el tema de la conexión de sistemas eólicos a los sistemas eléctricos de potencia con el fin de recopilar información y tener conocimientos del estado del arte que sustenten el estudio. Posteriormente se aplicará investigación en campo a un caso específico. Finalmente se aplicarán el análisis matemático y los conceptos de ingeniería para analizarlos.

# **CAPÍTULO I**

## **TECNOLOGÍA DE LOS AEROGENERADORES**

En el presente capítulo se realizará una descripción de la Tecnología de los Aerogeneradores, explicando la caracterización del recurso eólico, así como también los distintos tipos de aerogeneradores y su tecnología, de igual manera se explicará la estructura y el funcionamiento de las centrales Eolo eléctricas.

Actualmente están disponibles, muchas tecnologías para hacer la transformación de las energías primarias que utilizan generadores en tamaños relativamente pequeños con respecto a la generación convencional y por supuesto con menor costo por cada MW instalado, siendo una evolución tecnológica de importancia estratégica.

El tamaño de estos nuevos generadores no requiere de un sistema de transmisión sino que a conectarse directamente a la red de distribución y se consume en el lugar próximo a donde es producida. Con este modelo, la red de transmisión no siempre requiere ser ampliada, evitando o difiriendo los correspondientes costos de inversión en esta etapa funcional, reduciendo las pérdidas de energía que se producirían si tal red se ampliara. En consecuencia, la tendencia por a un cambio de la topología de los circuitos eléctricos de los SEP.

### **1.1 Caracterización del recurso eólico.**

Desde el punto de vista de la energía eólica, la característica más importante de estudio del viento como recurso eólico es su variabilidad. El viento es muy variable, tanto geográfica como temporalmente. Además esta variabilidad persiste en un amplio rango de escalas, tanto espacial y temporal que puede afectar en:

- El potencial disponible y la estimación de la rentabilidad económica de la instalación.
- La producción energética de la explotación eólica.
- Emplazamiento o ubicación más adecuada.

- La vida útil del sistema por los efectos de la turbulencia, ráfagas de viento, tormentas, entre otras.[1][2]

### **1.1.1 Parámetros a caracterizar.**

La determinación precisa del recurso eólico es una tarea difícil e incierta,

Los parámetros del viento que deben tomarse en cuenta para su caracterización son:

- Velocidad del viento.
- Potencia del viento.
- Dirección del viento.
- Distribución de probabilidad de velocidades (Distribución Weibull).
- Variación del viento con la altura (Ley de Hellmann).
- Turbulencia y rafagosidad.
- Temperatura y/o presión.[3]

#### **1.1.1.1 Velocidad del viento.**

El viento produce energía porque está siempre en movimiento. Se estima que la energía contenida en los vientos es aproximadamente el 2% del total de la energía solar que alcanza la tierra. El contenido energético del viento depende de su velocidad. [2]

Además podemos manifestar que el viento es una magnitud vectorial caracterizada por dos números que representan la dirección y la velocidad respectivamente. Se considera que para efectuar la medida de estos dos parámetros los sensores deben estar a una altura de 10 metros sobre el suelo, en terreno libre y despejado.[4]

La velocidad del viento es la velocidad con la que el aire de la atmósfera se mueve sobre la superficie de la tierra, el equipo de medida destinado a medir el viento es el anemómetro y su unidad de medida son los kilómetros por hora (km/h) como se muestra en la **Fig. 1.1.**



**Fig. 1.1** Anemómetro digital.

Fuente: “Anemómetro PCE-AM 82.” [Online]. Available: <http://www.pce-iberica.es/medidor-detalles-tecnicos/instrumento-de-aire/medidor-aire-pce-am82.htm>.

La velocidad y el vector (dirección en la que el viento se desplaza) del viento tienen un gran impacto en el clima de la tierra y en la civilización. Una escala de velocidad del viento, la Escala de Viento de Beaufort, se dice, clasifica el viento de acuerdo con sus diferentes velocidades como se muestra en la **Tabla 1.1**.

**Tabla 1.1** Tabla de escala de velocidades del viento (Escala Beaufort).

TABLA DE ESPECIFICACIONES PARA LA ESCALA BEAUFORT DE VIENTO						
Número Beaufort	TÉRMINO DESCRIPTIVO	VELOCIDAD DEL VIENTO				ESPECIFICACIONES
		m/seg	Km/h	Millas por hora	NUDOS	
0	Calma	0 a 0,2	1	1	0	Calma; el humo se eleva verticalmente.
1	Ventolina	0,3 a 1,5	1 a 5	1 a 3	1 a 3	La dirección del viento se revela por el movimiento del humo, pero no por la veleta.
2	Brisa suave	1,6 a 3,3	6 a 11	4 a 7	4 a 6	El viento se percibe en el rostro. Las hojas se agitan; la veleta se mueve.
3	Brisa leve	3,4 a 5,4	12 a 19	8 a 12	7 a 10	Hojas y ramitas agitadas constantemente, el viento despliega banderolas.
4	Brisa moderada	5,5 a 7,9	20 a 28	13 a 18	11 a 16	El viento levanta polvo y hojitas de papel, ramitas agitadas.
5	Viento refrescante	8,0 a 10,7	29 a 38	19 a 24	17 a 21	Los arbustos con hojas se balancean, se forman alitas con cresta en las aguas interiores.
6	Viento fuerte	10,8 a 13,8	39 a 49	25 a 31	22 a 27	Las grandes ramas se agitan, los hilos telegráficos silvan; el uso de paraguas se hace difícil.
7	Viento muy fuerte	13,9 a 17,1	50 a 61	32 a 38	28 a 33	Los árboles enteros se agitan, la marcha contra el viento es difícil.
8	Temporal	17,2 a 20,7	62 a 74	39 a 46	34 a 40	El viento rompe las ramas, es imposible la marcha contra el viento.
9	Temporal fuerte	20,8 a 24,4	75 a 88	47 a 54	41 a 47	El viento ocasiona ligeros daños en las viviendas (arranca cañerías, chimeneas, tejados).
10	temporal muy fuerte	24,5 a 28,4	89 a 102	55 a 63	48 a 55	Raro en los continentes, árboles arrancados; importantes daños en las viviendas.
11	Tempestad	28,5 a 32,6	103 a 117	64 a 72	56 a 63	Observado muy raramente, acompañado de extensos destrozos.
12	Huracán	32,7 o más	118 o más	73 o más	64 o más	Estragos graves y extensos.

**Fuente:** "Escala de Beaufort del Viento." [Online]. Available:  
<http://ciese.org/curriculum/weatherproj2/es/popup/beaufort.shtml>.

El viento en superficie raramente es constante durante un periodo determinado. En general varía rápidamente y estas variaciones son irregulares tanto en velocidad como en dirección. A esta característica del viento se le denomina turbulencia. Por eso, en la mayoría de los casos, lo que realmente se necesita medir es el "viento medio" y para las necesidades meteorológicas éste viento medio se toma en un periodo de 10 minutos.

Otras fuerzas que mueven el viento o lo afectan son la fuerza de gradiente de presión, el efecto Coriolis, las fuerzas de flotabilidad y de fricción y la configuración del relieve terrestre.[3]

#### **1.1.1.2 Potencia del viento (Cubo de la velocidad del viento).**

La velocidad del viento es muy importante para la cantidad de la energía que un aerogenerador puede transformar en electricidad: La cantidad de energía que posee el viento varía con el cubo (la tercera potencia) de la velocidad media del viento.

Para efectos de cálculo se puede aplicar:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho \times V^3 \times \pi \times r^2 \quad (1.1)$$

Donde:

**$P_{viento}$**  = Potencia del viento medida en Vatios

**$\rho$**  = (Rho) Densidad del aire seco = 1.225 kg/m<sup>3</sup> a la presión atmosférica promedio a nivel del mar y a 15°C

**$V$**  = Velocidad del viento en m/s

**$\pi$**  = (Pi) 3.1415926535

**$r$**  = Radio del rotor medido en metros

#### **1.1.1.3 Dirección del viento.**

Por lo general, la dirección del viento se define como la orientación del vector del viento en

la horizontal. Para propósitos meteorológicos, la dirección del viento se define como la dirección desde la cual sopla el viento, y se mide en grados en la dirección de las agujas del reloj a partir del norte verdadero. La determinación de la dirección y velocidad del viento se realiza a partir del estudio de la distribución de la presión atmosférica en la geografía terrestre empleando en la actualidad equipos de mediciones con tecnología sofisticada y exacta como se muestra en la **Fig. 1.2**.



**Fig. 1.2:** Estación meteorológica automática con sensores de radiación solar, radiación neta, velocidad y dirección del viento, temperatura y humedad relativa del aire.

**Fuente:** “Establecimiento de calendarios de riego en los sistemas de riego por aspersión | Esfera del Agua.” [Online]. Available: <http://www.esferadelagua.es/agua-y-tecnologia/establecimiento-de-calendarios-de-riego-en-sistemas-de-riego-por-aspersion>.

#### **1.1.1.4 Distribución de probabilidad de velocidades (Distribución Weibull).**

La distribución del viento es descrita con buena precisión por la distribución de Weibull considerando que el conjunto de datos que permitirán la confección del atlas eólico requiere series temporales de velocidad y dirección del viento, histogramas por sectores de las frecuencias de velocidades del viento y los parámetros de Weibull por encima de la rigurosidad de frecuencia extrapoladas para las alturas de referencia.

La ecuación de Weibull se la puede citar como:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (1.2)$$

Donde “ $f$ ” es la densidad de frecuencia y “ $v$ ” la velocidad del viento en m/s y los parámetros “ $c$ ” y “ $k$ ” son los parámetros de escala y forma respectivamente. Los valores de estos parámetros dependen de los valores de viento registrados. El viento promedio y la ecuación de distribución de Weibull están relacionados por:

$$\text{Velocidad del viento} = A \times \Gamma \left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (1.3)$$

Donde “ $\Gamma$ ” es la función de Gamma, “ $C$ ” es el coeficiente de Weibull (incremento del valor de “ $C$ ” con la altura  $C2 = C1 \cdot 0.008(h2 - h1)$ ) y “ $A$ ” es un parámetro de escala en m/s. [5]

#### 1.1.1.5 Variación del viento con la altura (Ley de Hellmann).

La velocidad del viento varía con la altura, siguiendo aproximadamente una ecuación de tipo estadístico, conocida como ley exponencial de Hellmann, de la forma:

$$V_h = V_{10} \left(\frac{h}{10}\right)^\alpha \quad (1.4)$$

En la que  $V_h$  es la velocidad del viento a la altura  $h$ ,  $V_{10}$  es la velocidad del viento a 10 metros de altura y  $\alpha$  es el exponente de Hellmann que varía con la rugosidad del terreno, y cuyos valores vienen indicados en la **Tabla 1.2**.

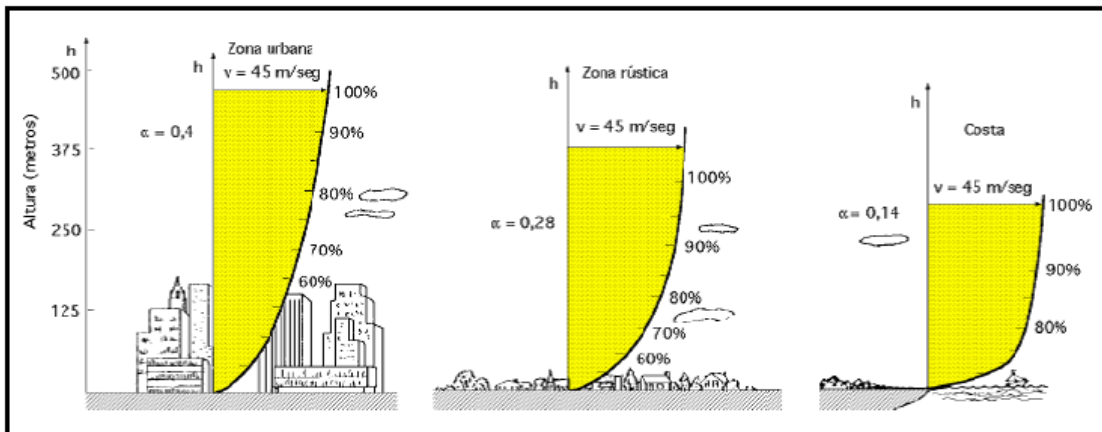


**Tabla 1.2** Valores del exponente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno.

Lugares llanos con hielo o hierba	$\alpha = 0.008 / 0.12$
Lugares llanos (mar, costa)	$\alpha = 0.14$
Terrenos poco accidentados	$\alpha = 0.13 / 0.16$
Zonas rústicas	$\alpha = 0.2$
Terrenos accidentados o bosques	$\alpha = 0.2 / 0.26$
Terrenos muy accidentados y ciudades	$\alpha = 0.25 / 0.4$

**Fuente:** “Energía Eólica: FUNDAMENTOS AERODINAMICOS.” [Online]. Available: <http://energiaeolica-walter.blogspot.com/2011/11/fundamentos-aerodinamicos.html>.

Debido a que las máquinas eólicas arrancan para una determinada velocidad del viento, al tiempo que proporcionan la máxima potencia para unas velocidades iguales o superiores a una dada velocidad nominal, es natural que los datos a utilizar sean las curvas de duración de velocidad que se pueden convertir en curvas energéticas utilizando en el eje de ordenadas cantidades,  $N = k \cdot v^3$ , que proporcionan la potencia disponible en el viento para cada velocidad y de la que sólo es posible extraer una fracción. [6]



**Fig. 1.3.-** Perfiles de la velocidad del viento, en función de las características topográficas del terreno.

**Fuente:** “Energía Eólica: FUNDAMENTOS AERODINAMICOS.” [Online]. Available: <http://energiaeolica-walter.blogspot.com/2011/11/fundamentos-aerodinamicos.html>.

### 1.1.1.6 Turbulencia y rafagiosidad.

#### 1.1.1.6.1 Turbulencia.

La velocidad instantánea del viento, como era de esperarse varía en dirección y magnitud al analizar los registros anemométricos, llegando a notarse considerables variaciones en intervalos muy cortos de tiempo, esto se conoce como turbulencia atmosférica. [7]

Los aspectos más relevantes que se deberá tener presente al relacionar el aprovechamiento eólico con la turbulencia del viento son:

- Según su orografía la ubicación
- Implantación de los aerogeneradores
- Variaciones de la energía extraíble producida

El fenómeno de turbulencia puede tener lugar por muchas causas, citando algunos ejemplos se puede referir a las irregularidades del terreno, los obstáculos que se presentan al paso normal del viento como árboles, vegetación en general, edificaciones, etc. La variación térmica frente a estos otros factores resulta insuficiente para ser tomada en cuenta con altas velocidades de viento, siendo estas condiciones propias para preocuparse más bien por la mezcla mecánica predominante y más significativa en aplicaciones energéticas. [8]

#### **1.1.1.6.2 Rafagosidad.**

Es un enorme aumento de la velocidad del viento en un muy corto instante de tiempo, este fenómeno es propio de tormentas y borrascas.[3]

Se mide por el factor de Rafagosidad (FR) en un intervalo de tiempo t (normalmente una hora) como la relación entre la velocidad máxima instantánea registrada en el período y la velocidad media.

$$FR = U_{max} / \bar{U} \quad (1.5)$$

Donde:

**FR**= Factor de Rafagosidad

**U<sub>max</sub>**= Velocidad máxima del viento

**$\bar{U}$** = Velocidad media del viento

Las turbulencias y las rafagosidades disminuyen la posibilidad de utilizar la energía eólica porque provocan cargas de fatiga que disminuyen la vida de un aerogenerador.

### 1.1.1.7 Temperatura y/o presión.

#### 1.1.1.7.1 Temperatura.

Es la cualidad de la atmósfera que indica la cantidad de energía solar retenida por el aire en un momento dado, a este fenómeno se le denomina temperatura, por lo tanto, se puede afirmar que la temperatura depende ante todo de la radiación solar, el instrumento usado para la medición de temperatura es el termómetro.

Tres escalas sirven comúnmente para medir la temperatura. Las escalas de Celsius y de Fahrenheit son las más comunes. La escala de Kelvin es primordialmente usada en experimentos científicos.



**Fig. 1.4:** Termómetros ubicados en el interior de una garita meteorológica.

**Fuente:** “Meteorología para todos: La estación meteorológica (I).” [Online]. Available: <http://ojaizmet.blogspot.com/2011/11/la-estacion-meteorologica-i.html>.

Durante el día las temperaturas son más elevadas que la noche, ya que en este último el sol permanece oculto. Sin lugar a dudas, que por este mismo motivo las regiones tropicales, son las zonas del planeta que tienen insolación más intensa, es decir hace más calor que en aquellas zonas donde esta insolación es menor, por ejemplo las zonas polares.

No obstante, son tres los factores del clima que hacen funcionalmente variar la temperatura. Ellos son: la altitud, la latitud y la proximidad al mar, pero además hay que agregarle en la influencia de los cambios términos a los movimientos de rotación y traslación de la tierra.

#### 1.1.1.7.2 Presión atmosférica.-

La atmósfera está constituida por un conjunto de gases que constituyen el aire, este último aunque no es visible, tiene un cierto volumen, peso y por lo tanto ocupa un lugar. Por lo tanto, se la define como, el peso que ejerce el aire sobre una columna de un metro de mercurio a nivel del mar y se la mide con aparatos llamados Barómetros como se muestra en la Fig. 1.5.



**Fig. 1.5:** Barómetro digital.

**Fuente:** “Barómetro, altímetro, egs ingenieros, equipos meteorológicos.” [Online]. Available: <http://www.egsingenieros.com/productos/altimetros.html>.

Cabe aclarar, que la presión atmosférica no es uniforme en todos los puntos de la superficie terrestre, sino que varía con la altura del lugar y con la temperatura. Por lo tanto a mayor altura y temperatura, menor presión.

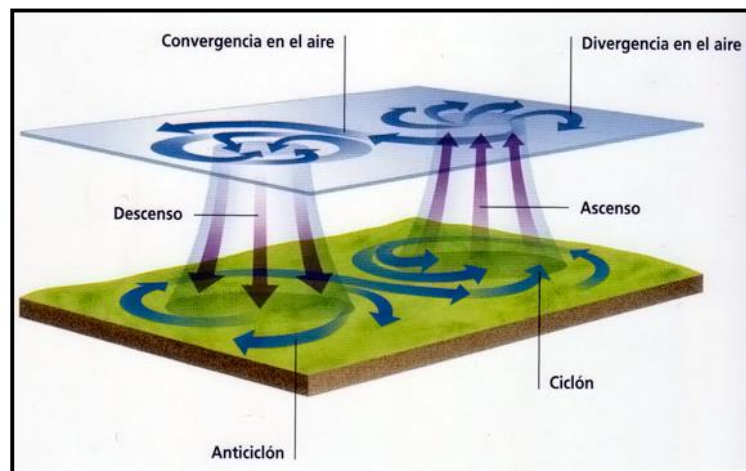
Las unidades de medida de presión se muestran en la Tabla 1.3.

**Tabla 1.3** Tabla de unidades de presión.

<b>UNIDADES DE PRESIÓN</b>		
<b>UNIDAD</b>	<b>SÍMBOLO</b>	<b>EQUIVALENCIA</b>
Atmósfera	<b>atm</b>	1 atm= 1 kgf/cm <sup>2</sup>
Pascal	<b>Pa</b>	1 Pa= 1 N/m <sup>2</sup>
Bar	<b>bar</b>	1 bar = 10 <sup>5</sup> Pa = N/m <sup>2</sup> = 0,987 atm = 750 mmHg
Milímetro de mercurio	<b>mmHg</b>	1 mmHg = 0,0013 bar

**Fuente:** “Unidades de presión | SISTEMAS NEUMÁTICOS en WordPress.com.” [Online]. Available: <https://neumaticabasicaepp.wordpress.com/44-2/unidades-de-presion/>.

Si la presión del lugar es menor a 1013 mB este valor se considera una zona de bajas presiones conocidas también como borrascas; en cambio las zonas con una presión mayor de 1013 mB son consideradas zonas de altas presiones o anticiclón como se muestra en la Fig 1.6.



**Fig. 1.6:** Estructura y movimiento de zonas de alta y baja presión.

**Fuente:** “La presión atmosférica | astroyciencia: Blog de astronomía y ciencia.” [Online]. Available: <http://www.astroyciencia.com/2012/02/16/la-presion-atmosferica/>.

## 1.2 Tipos de Aerogeneradores y Tecnologías.

Los aerogeneradores o turbinas de viento como también se les conocen, son máquinas que se

encargan de convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica. Su principio de funcionamiento se basa en aprovechar la energía eólica y transformarla limpiamente en energía eléctrica. El flujo del viento hace girar las palas de la turbina del aerogenerador, de manera que esta rotación mueve una gigantesca bobina magnética, produciendo así electricidad como se muestra en la Fig 1.7.



**Fig. 1.7:** Aerogeneradores Proyecto Eólico Villonaco (Provincia de Loja).

**Fuente:** “Aerogeneradores Proyecto Eólico Villonaco (Provincia de Loja). - Buscar con Google.” [Online].  
Available:[http://www.google.com.ec/search?q=Aerogeneradores+Proyecto+E%C3%B3lico+Villonaco+\(Provincia+de+Loja\).](http://www.google.com.ec/search?q=Aerogeneradores+Proyecto+E%C3%B3lico+Villonaco+(Provincia+de+Loja).)

### 1.2.1 Tipos de Aerogeneradores.

En el mercado existen tres tipos de tecnologías marcadas que se emplean al momento de diseñar e implementar un aerogenerador, estas tecnologías se diferencian una de la otra en el modo de conexión a la red eléctrica.

Se puede mencionar que los aerogeneradores se clasifican en tres tipos, los cuales describimos a continuación:

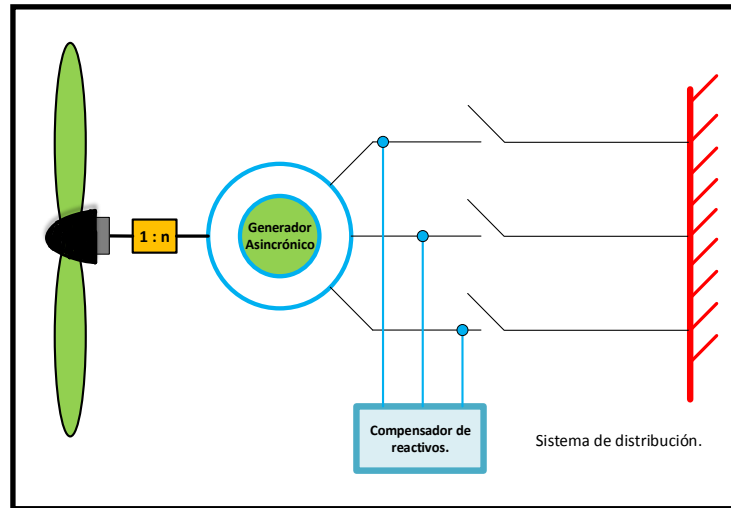
Los aerogeneradores por su tipo se dividen en:

- Aerogeneradores de tipo A
- Aerogeneradores de tipo B

- Aerogeneradores de tipo C [9]

### 1.2.1.1 Aerogeneradores de tipo A.

Es una turbina eólica a velocidad constante que se basa en un generador asíncrono, esta configuración es conocida como “Concepto Danés”, su estructura consiste en un generador asíncrono tipo jaula de ardilla el cuál se encuentra conectado directamente a la red eléctrica. El rotor de la turbina eólica se conecta al generador mediante una caja de engranajes multiplicadora la cual gira a velocidad casi constante con una variación que oscila entre el 0.1 y el 2% de la velocidad nominal como se muestra en la Fig 1.8.[9]



**Fig. 1.8:** Turbina eólica a velocidad constante basada en un generador asíncrono.

**Fuente:** D. Andagoya, C. Gallardo, G. Salazar, and H. Arcos, “Máxima Capacidad de Generación Eólica a ser Instalada en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano,” vol. 33, no. 3, 2014.

Este tipo de máquinas generadoras poseen características muy robustas en cuanto se refiere a los componentes que las conforman, son muy simples, requieren un bajo mantenimiento, pero también tienen el inconveniente que para lograr su magnetización deben consumir potencia reactiva tanto en el funcionamiento en vacío como a plena carga.

Debido a esta razón se requiere conectar a los terminales del generador un banco de

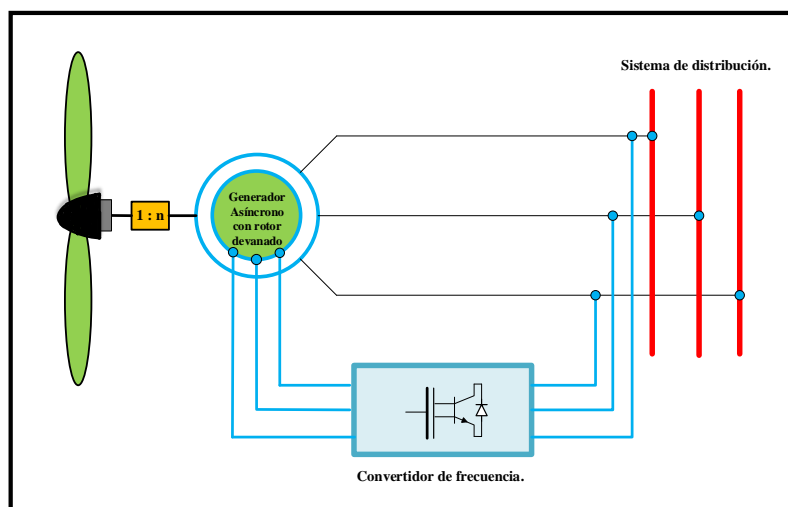
condensadores con el objetivo de obtener un factor de potencia cercano a la unidad.

### 1.2.1.2 Aerogeneradores de tipo B.

Es una turbina eólica a velocidad variable basada en el generador asíncrono de doble alimentación (GADA) o por sus siglas en inglés (DFIG).

La característica fundamental de esta configuración es que el estator de la máquina generadora se encuentra directamente conectado a la red eléctrica, sin embargo los devanados del rotor están alimentados a través de convertidores electrónicos de potencia “back to back” cuya función es la de variar la frecuencia eléctrica aplicada al rotor, logrando así que la frecuencia eléctrica y mecánica del rotor estén desacopladas, de esta manera se hace posible que el aerogenerador opere con una velocidad variable.

Como consecuencia de esto se deriva que la frecuencia del estator y del rotor puedan ser sincronizadas independiente de la velocidad mecánica en la turbina como se muestra en la Fig 1.9.[9]



**Fig. 1.9:** Turbina eólica a velocidad constante basada en un generador asíncrono doblemente aislado.

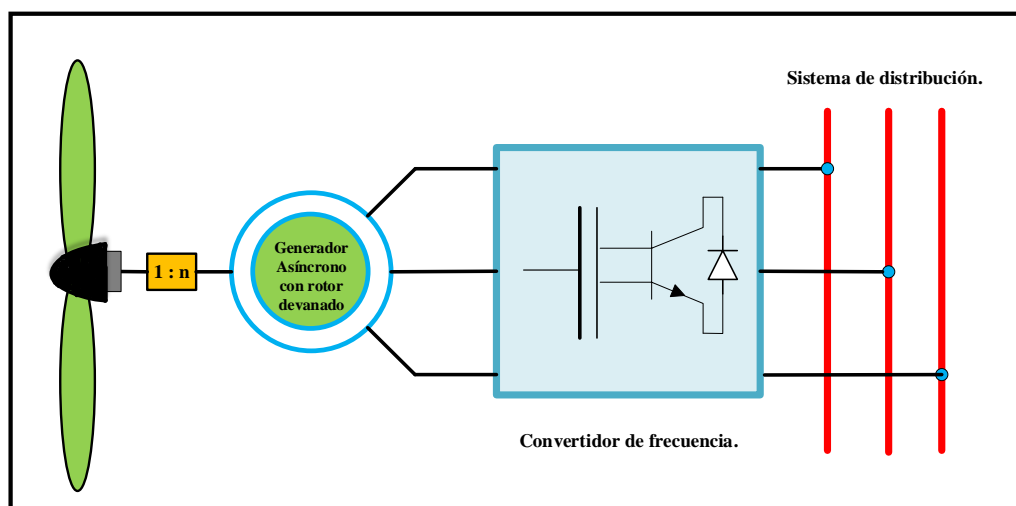
Fuente: D. Andagoya, C. Gallardo, G. Salazar, and H. Arcos, “Máxima Capacidad de Generación Eólica a ser Instalada en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano,” vol. 33, no. 3, 2014.



Como la velocidad de la turbina del aerogenerador es baja, resulta necesario aumentar la velocidad del eje mediante una caja de engranajes multiplicadora, además se debe controlar la potencia activa y reactiva que entrega la máquina, mediante el uso de un apropiado de un sistema de control independiente.

### 1.2.1.3 Aerogeneradores de tipo C.

Es una turbina eólica a velocidad variable basada en un generador sincrónico, para esta configuración el generador sincrónico puede ser de imanes permanentes o de rotor devanado como se muestra en la Fig 1.10.



**Fig. 1.10:** Turbina eólica a velocidad variable basada en un generador sincrónico.

Fuente: D. Andagoya, C. Gallardo, G. Salazar, and H. Arcos, "Máxima Capacidad de Generación Eólica a ser Instalada en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano," vol. 33, no. 3, 2014.

Cabe indicar que con el rotor de imanes permanentes la turbina no necesita de la caja de engranes multiplicadora aunque el rotor gire a bajas velocidades, ya que el estator se encuentra acoplado directamente a la red de energía eléctrica mediante un conversor electrónico de potencia el mismo que varía la frecuencia del generador para acoplarla a la frecuencia de la red.[9]

### **1.2.2 Tecnología de los aerogeneradores.**

Los aerogeneradores por sus características tecnológicas generales se dividen en:

- Según el eje de giro del rotor.
- Según el número de palas.
- Según la orientación respecto a la dirección dominante del viento.
- Según el tipo de torre utilizada
- Según la potencia suministrada.[10]

#### **1.2.2.1 Aerogeneradores según eje de giro del rotor.**

Los aerogeneradores según el eje de giro del rotor son de dos tipos, los de turbina en eje horizontal (HAWT) (Horizontal Axis Wind Turbine) y los de turbina en eje vertical (VAWT) (Vertical Axis Wind Turbine). Ambos modelos tienen ventajas y desventajas pero las de eje horizontal son más comunes debido a que poseen mucho mayor nivel de eficiencia en su desempeño. [11]

##### **1.2.2.1.1 Máquinas de eje horizontal.**

Son aquellas máquinas en las que el eje de rotación se encuentra paralelo al suelo. En la actualidad tanto para generación en bloque como para aplicaciones menores o residenciales la gran mayoría de los aerogeneradores que se construyen conectados a red son de eje horizontal como se muestra en la Fig 1.11.



**Fig. 1.11:** Aerogenerador doméstico de eje horizontal.

**Fuente:** “Aerogenerador doméstico de eje horizontal. - Buscar con Google.” [Online]. Available: <https://www.google.com/search?q=Aerogenerador+dom%C3%A9stico+de+eje+horizontal.&tbm=isch&imgil>

Los aerogeneradores horizontales tienen una mayor eficiencia energética y alcanzan mayores velocidades de rotación por lo que necesitan caja de engranajes con menor relación de multiplicación de giro, además debido a la construcción elevada sobre torre aprovechan en mayor medida el aumento de la velocidad del viento con la altura. [7]

Los generadores de eje horizontal de acuerdo a la velocidad de la turbina se dividen en:

Turbinas de rotor tipo hélice (aeroturbinas rápidas)

Turbinas de rotor múltipala (aeroturbinas lentas).

Cabe mencionar que la velocidad de giro de las turbinas de eje horizontal sigue una relación inversa al número de palas y a la superficie barrida por ellas.

#### **1.2.2.1.1 Turbina de rotor tipo hélice (aeroturbinas rápidas).**

Los rotores tipo hélice giran a una velocidad mayor que los rotores multipala. La velocidad

lineal en la punta de la pala de estas máquinas varía en un margen de 6 a 14 veces la velocidad del viento incidente en condiciones de diseño. Esta propiedad hace que las aeroturbinas rápidas sean muy apropiadas para la generación de energía eléctrica, ya que el elemento mecánico que acondiciona la velocidad de giro de la turbina con la velocidad de giro del generador es menor en tamaño y costo como se muestra en la Fig 1.12.



**Fig. 1.12:** Turbina de rotor tipo hélice tripala.

**Fuente:** “Nordex receives orders for 40 turbines from Portugal and China | Renewbl.com.” [Online].  
Available: <http://www.renewbl.com/2010/08/24/nordex-receives-orders-for-40-turbines-from-portugal-and-china.html>.

Los rotores tipo hélice presentan un par de arranque reducido que, en la mayoría de las aplicaciones, es suficiente para hacer girar el rotor durante el proceso de conexión.

#### **1.2.2.1.1.2 Turbinas de rotor múltipala (aeroturbinas lentas).**

Los rotores múltipala se caracterizan por tener un número de palas que puede variar de 6 a 24 y por lo tanto una solidez elevada. Presentan elevados pares de arranque y una reducida velocidad de giro. La velocidad lineal en la punta de la pala de estas máquinas, en condiciones de diseño, es del mismo orden que la velocidad del viento incidente como se muestra en la Fig 1.13.



**Fig. 1.13:** Molinos empleados en zonas rurales para extracción de agua subterránea.

**Fuente:** “» ¿Qué es la energía eólica? Energías como Bienes Comunes.” [Online]. Available: <http://www.energias.bienescomunes.org/2012/08/26/que-es-la-energia-eolica-3/>.

Estas características hacen que la aplicación fundamental de estas turbinas haya sido tradicionalmente el bombeo de agua. No se utilizan en aplicaciones de generación de energía eléctrica debido a su bajo régimen de giro.

#### **1.2.2.1.2 Máquinas de eje vertical.**

Los aerogeneradores de eje vertical, son los que su eje de rotación están de manera perpendicular al suelo, este tipo de aerogeneradores suelen ser más utilizados en las zonas urbanas ya que son los más recomendables para instalaciones donde su potencia de instalación es de menos de 10 kilovatios, como ventajas se pueden instalar uno cerca de otro ya que no existe efecto de frenado de aire, no necesitan sistema orientación, se pueden colocar más cerca del suelo ya que pueden funcionar con menor velocidad del viento, pero como desventajas se tiene que este tipo de aerogeneradores no aprovechan las grandes corrientes de aire a mayor altura, menor eficiencia menor estabilidad y problemas de fiabilidad, se requiere un agente externo para comenzar su rotación.

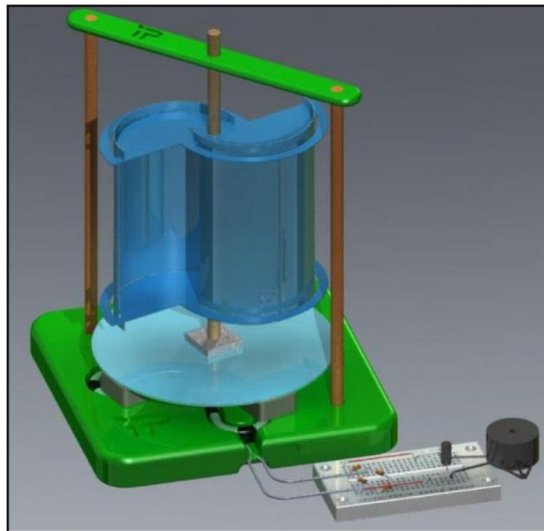
En los aerogeneradores de eje vertical existen algunos tipos de rotores:

- Savonius
- Darrieus
- Darrieus Tipo H o Giromil
- Darrieus Tipo Helicoidal
- Windside

#### 1.2.2.1.2.1 Aerogenerador con rotor Savonius.

Es el modelo más simple de rotor, consiste en cilindros huecos desplazados respecto su eje, de forma que ofrecen la parte cóncava al empuje del viento, ofreciendo su parte convexa una menor resistencia al giro.

Se suele mejorar su diseño dejando un espacio entre ambas caras para evitar la sobre presión en el interior de la parte cóncava. No son útiles para la generación de electricidad debido a su elevada resistencia al aire. Su bajo coste y fácil construcción les hace útiles para aplicaciones mecánicas.



**Fig. 1.14:** Rotor Savonius.

**Fuente:** “Electronics Kits: PicoTurbine Savonius V3 Kit, Hybrid Wind and Solar Energy System 32PWV3, 32PTDCEK, 32PTE, 32PTMAG, 32PTWBWTK.” [Online]. Available: [http://www.elexp.biz/kit\\_twsk.htm](http://www.elexp.biz/kit_twsk.htm).

#### **1.2.2.1.2.2 Aerogenerador con rotor Darrieus.**

Patentado por G.J.M. Darrieus en 1931, es el modelo de los aerogeneradores de eje vertical de más éxito comercial, conocido también como aerogenerador Darrieus tipo Troposkein.

Consiste en un eje vertical asentado sobre el rotor, con dos o mas finas palas en curva unidas al eje por los dos extremos, el diseño de las palas es simétrico y similar a las alas de un avión, el modelo de curva utilizado para la unión de las palas entre los extremos del rotor es el de Troposkien. Evita la necesidad de diseños complejos en las palas como los necesarios en los generadores de eje horizontal, permite mayores velocidades que las del rotor Savonius, aunque sin alcanzar las generadas por los modelos de eje horizontal, pero necesita de un sistema externo de arranque como se muestra en la Fig 1.15.



**Fig. 1.15:** Rotor Darrieus.

**Fuente:** “Rotor Darrieus.” [Online]. Available: <https://www.google.com.ec/search?q=rotor+darrieus>.

#### 1.2.2.1.2.3 Aerogenerador con rotor Darrieus Tipo H o Giromill.

Este tipo de generadores también fueron patentados por G.J.M. Darrieus. Consisten en palas verticales unidas al eje por unos brazos horizontales, que pueden salir por los extremos del aspa e incluso desde su parte central. Las palas verticales cambian su orientación a medida que se produce el giro del rotor para un mayor aprovechamiento de la fuerza del viento como se muestra en la Fig 1.16.



**Fig. 1.16:** Rotor tipo H o Giromill.

**Fuente:** “Aerogenerador doméstico de eje vertical / de tres palas / rotor giromil tipo H - T5PRO 5 kW - 7Challenge.” [Online]. Available: <http://www.archiexpo.es/prod/7challenge/aerogeneradores-domesticos-eje-vertical-tres-palas-rotor-darrieus-65756-1297237.html> .

#### 1.2.2.1.2.4 Aerogenerador con rotor Darrieus Tipo Helicoidal.

Es una turbina eólica de eje vertical, diseñada específicamente para entornos urbanos, donde el viento suele ser más suave, esta turbina funciona con corrientes de viento con una velocidad mayor de 5 m/s.

Esta se mueve independientemente de la dirección del viento y lo hace con una mayor suavidad, reduciendo el ruido de la velocidad de punta de pala, esto permite instalarla en azoteas y cerca de viviendas, puede generar hasta 1.500 kW/h al año como se muestra en la



Fig 1.17.



**Fig. 1.17:** Rotor Darrieus tipo Helicoidal.

**Fuente:** “WindDose.com - technologies - wind turbine technologies.” [Online]. Available: <http://winddose.com/wind-turbine-techologies.html>.

#### **1.2.2.1.2.5 Generador con rotor Darrieus Tipo Windside.**

Es un aerogenerador de eje vertical cuyo rotor está basado en los principios de ingeniería de vela, las aspas del rotor se componen de un perfil alabeado con torsión que asciende por el eje vertical, trabajan con vientos variables que oscilan entre un rango de (1.5 y 18) m/s por lo que no se precisa de la utilización de multiplicadores para elevar la velocidad del rotor como se muestra en la Fig 1.18.



**Fig. 1.18:** Rotor Darrieus Tipo Windside.

**Fuente:** “Windside Produktion Ltd. - Finland.” [Online]. Available: <http://savonius-balaton.hupont.hu/37/windside-produktion-ltd-finland>.

#### **1.2.2.2 Por el número de palas empleadas.**

Los aerogeneradores por el número de palas se dividen en máquinas tripala, bipala y monopala.

##### **1.2.2.2.1 Máquinas tripala.**

Este tipo de disposición de palas es el más utilizado en la actualidad, cada pala está dispuesta a  $120^0$  entre sí. A este diseño también se lo conoce como “El clásico concepto Danés” con el rotor a Barlovento (en la cara de la torre que da al viento).

Cabe indicar que una máquina tripala genera aproximadamente un 4% más de potencia que las máquinas bipala y un 10% de potencia más que las máquinas monopala como se muestra en la Fig 1.19.



**Fig. 1.19:** Parque eólico marino empleando aerogeneradores con rotor tripala.

**Fuente:** “Parques eólicos, operación y mantenimiento,” 2013. [Online]. Available: [http://opex-energy.com/eolica/tipos\\_aerogeneradores.html](http://opex-energy.com/eolica/tipos_aerogeneradores.html).

#### 1.2.2.2 Máquinas bipala.

La disposición de las palas es de  $180^0$  entre sí. Ahorra peso y costos en relación a los generadores tripala, pero necesitan una mayor velocidad de giro para generar la misma cantidad de energía que una máquina tripala como se muestra en la Fig 1.20.



**Fig. 1.20:** Parque eólico con aerogeneradores ron rotor bipala.

**Fuente:** “e-Col.” [Online]. Available: [http://ecol-a-t.blogspot.com/2012\\_08\\_01\\_archive.html](http://ecol-a-t.blogspot.com/2012_08_01_archive.html).

#### 1.2.2.3 Máquinas monopala.

Esta máquina posee una sola pala por lo que mantiene prácticamente los mismos inconvenientes que los generadores bipala, además para lograr un correcto funcionamiento el generador monopala necesita de un contrapeso en el lado opuesto a la pala por lo que el ahorro de peso no es muy significativo como se muestra en la Fig 1.21.



**Fig. 1.21:** Aerogenerador con rotor monopala.

**Fuente:** “Aerogeneradores | Rhonkar | Energía | Hydro | Equipamiento Industrial.” [Online]. Available: <http://rhonkar.com/energia/aerogeneradores/>.

### **1.2.2.3 Por la orientación respecto a la dirección dominante del viento.**

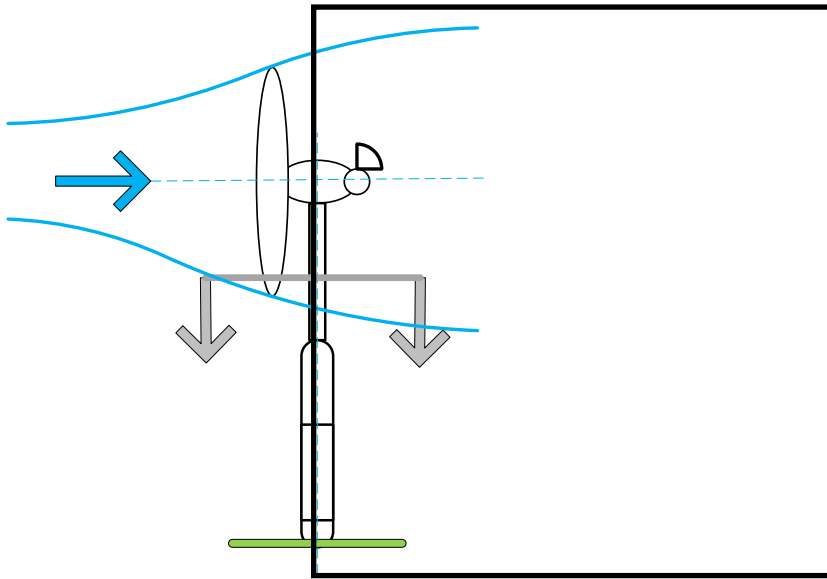
Por la orientación del rotor respecto a la dirección del viento tenemos máquinas con rotor a barlovento y a sotavento.

#### **1.2.2.3.1 Máquina con rotor a barlovento.**

La máquina con rotor a barlovento es aquella que tiene las palas del rotor de cara a la corriente de viento, una de las principales ventajas de este diseño es que evita que el flujo del viento choque primero con la torre, es decir la corriente de viento incide directamente en la turbina del aerogenerador; evitando así pérdidas de potencia.

Las desventajas de este diseño es que para su óptimo funcionamiento se requiere que su diseño mecánico sea muy robusto para poder lograr un rotor más rígido con el fin de mantener una cierta distancia de la torre para evitar pérdidas por fluctuaciones de viento,

además este tipo de disposición requiere de un sistema de orientación del rotor con el propósito que este siempre se encuentre enfrentado al viento como se muestra en la Fig 1.22.



**Fig. 1.22:** Aerogenerador con rotor a Barlovento.

**Fuente:** “Blog sobre: Tipos de Energía: Energía eólica: Tipos de generadores eólicos y sus aplicaciones.”  
[Online]. Available: <http://tipos-de-energia.blogspot.com/2006/02/energa-elica-tipos-de-generadores.html>.

Este sistema de orientación puede ser activo o pasivo, un sistema de orientación activo necesita utilizar sensores de dirección y accionamientos motorizados que guíen el rotor automáticamente hacia la dirección del viento, en cambio un sistema de orientación pasivo utiliza un rotor a barlovento acompañado por aletas estabilizadoras.

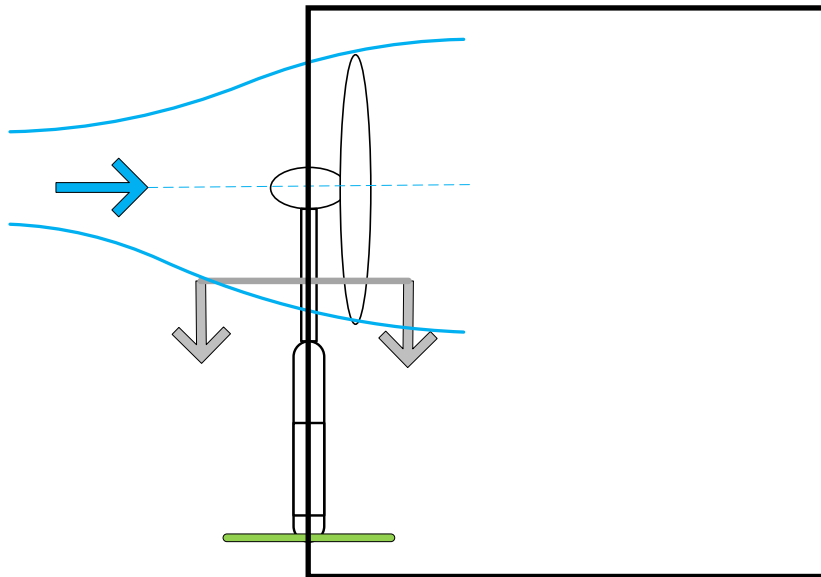
#### **1.2.2.3.2 Máquina con rotor a sotavento.**

Las máquinas con rotor a sotavento tienen el rotor situado en la cara a sotavento de la torre, es decir atrás de la torre.

Este tipo de máquinas tienen la ventaja que la corriente de viento guía a la góndola para que esta se oriente de manera correcta con la dirección del viento.

La principal desventaja de esta máquina es que tiene problemas con los efectos de sombra en la torre, es decir que, cada vez que una pala oscila detrás de la torre se encuentra con un pequeño periodo de viento reducido lo que incide en que la pala tienda a doblarse como se

muestra en la Fig 1.23.



**Fig. 1.23:** Aerogenerador con rotor a Barlovento.

**Fuente:** “Blog sobre: Tipos de Energía: Energía eólica: Tipos de generadores eólicos y sus aplicaciones.”  
[Online]. Available: <http://tipos-de-energia.blogspot.com/2006/02/energa-elica-tipos-de-generadores.html>.

Esta flexión de la pala de la turbina tiende a desembocar en la rotura de la pala, debido a la fatiga de los materiales que la componen, así como también a aumentar el ruido de la pala en su funcionamiento dando lugar a una reducción de la potencia de salida.

#### **1.2.2.4 Por el tipo de torre utilizada.**

La torre del aerogenerador es el elemento estructural que soporta el peso de la góndola (carcasa o cubículo que puede ser considerado la sala de máquinas del aerogenerador) y del rotor, además es la que mantiene elevada del suelo las palas de la turbina.

Los tipos de torre empleados para este efecto son:

- Torre de hormigón.
- Torre tubular de acero.
- Torre autosoportante o de celosía.
- Torre tubular de acero atirantada. (aerogeneradores para pequeñas potencias)

#### **1.2.2.4.1 Torre de hormigón.**

La estructura de la torre de generalmente está fabricada con hormigón armado u hormigón pretensado.

Las torres de hormigón armado pueden estar reforzadas con acero, su costo es menor en relación con las de hormigón pretensado, pero estas presentan mejores características de rigidez para realizar diseños de torres más elevadas como se muestra en la Fig 1.24.



**Fig. 1.24:** Torre de hormigón para el montaje de un aerogenerador.

**Fuente:** “IMPSA, Alta tecnología Argentina.” [Online]. Available:  
<http://www.taringa.net/posts/info/15531299/IMPSA-Alta-tecnologia-Argentina.html>.

#### **1.2.2.4.2 Torre tubular de acero.**

Este tipo de torre es el más utilizado en la actualidad, son diseñadas de manera que la frecuencia natural de flexión es inferior a las frecuencias de giro de las palas.

Son fabricadas mediante la unión de tramos cilíndricos, para alturas superiores a 60m, para torres de mayor altura se construyen en tramos cónicos con chapa de acero de espesor decreciente con la altura para reducir el peso como se muestra en la Fig 1.25.



**Fig. 1.25:** Montaje de torres tubulares de acero.

**Fuente:** “Parques eólicos, operación y mantenimiento,” 2013. [Online]. Available: [http://opex-energy.com/eolica/tipos\\_aerogeneradores.html](http://opex-energy.com/eolica/tipos_aerogeneradores.html).

#### 1.2.2.4.3 Torre autoportante o de celosía.

Esta torre es fabricada utilizando perfilera de acero unido entre sí mediante el uso de tornillería, son ideales para montar equipos aerogeneradores de baja potencia principalmente por su bajo costo y su alta resistencia mecánica como se muestra en la Fig 1.26.





**Fig. 1.26:** Estructura de una torre autosoportante.

**Fuente:** “Parques eólicos, operación y mantenimiento,” 2013. [Online]. Available: [http://opex-energy.com/eolica/tipos\\_aerogeneradores.html](http://opex-energy.com/eolica/tipos_aerogeneradores.html).

#### **1.2.2.4.4 Torre tubular de acero atirantada. (aerogeneradores para pequeñas potencias)**

Este tipo de estructuras se montan con aerogeneradores con rotor a sotavento, una de sus características es la esbeltez de su estructura por lo que soporta equipos de potencias bajas, por su bajo peso.

La estructura es estabilizada con la ayuda de tensores de acero anclados al piso, con la desventaja de que inutiliza el espacio alrededor del mástil y de los tensores. Es una estructura vulnerable por actos vandálicos como se muestra en la Fig 1.27.



**Fig. 1.27:** Torre tubular de acero atirantada.

**Fuente:** “Tecnología de los pequeños aerogeneradores.” [Online]. Available: <http://www.cubasolar.cu/Biblioteca/Energia/Energia39/HTML/articulo03.htm>.

#### **1.2.2.5 Según la potencia suministrada.**

Se dividen en equipos de baja potencia, equipos de media potencia y equipos de alta potencia.

##### **1.2.2.5.1 Equipos de baja potencia.**

Históricamente son los asociados a utilización mecánica como bombeo del agua, proporcionan potencias alrededor del rango de 50 KW, aunque pueden utilizarse varios equipos adyacentes para aumentar la potencia total suministrada. Hoy en día siguen utilizándose como fuente de energía para sistemas mecánicos o como suministro de energía en equipos aislados.

También se utilizan en grupo y junto con sistemas de respaldo como motores de gasolina para suministro de energía de zonas rurales o edificios, ya sea conectándose a red o con baterías para almacenar la energía producida y garantizar la continuidad de la cobertura energética.

##### **1.2.2.5.2 Equipos de media potencia.**

Son los que se encuentran en el rango de producción de energía de 150 KW. Son utilizados de forma similar a los equipos de baja potencia pero para mayores requerimientos energéticos. No suelen estar conectados a baterías de almacenamiento, por lo que se utilizan conectados a red o junto con sistemas de respaldo.

##### **1.2.2.5.3 Equipos de alta potencia.**

Son los utilizados para producción de energía de forma comercial, aparecen conectados a red y en grupos conformando centrales eolo eléctricas, ya sea en tierra como en entorno marino (offshore). Su producción llega hasta el orden del gigavatio. El diseño elegido mayoritariamente para estos equipos son los aerogeneradores de eje horizontal tripala, orientados a barlovento y con torre tubular.

### 1.3 Estructura de las centrales Eolo Eléctricas.

Una central eólica es un conjunto eléctrico cuyos elementos principales son un Conjunto de aerogeneradores distribuidos de tal forma que se aprovechan al máximo las Corrientes de aire. Las partes componentes de una central eolo eléctrica son:

- Estructura de los aerogeneradores
- Aerogenerador
- Transformador de pie de torre
- Cables conductores para transporte de energía (línea de transmisión)
- Subestación

#### 1.3.1 Estructura de los aerogeneradores.

Los aerogeneradores para un parque eólico se encuentran montados en una torre que es la que soporta la góndola y todos sus componentes, en el caso del parque eólico Villonaco posee 11 aerogeneradores, cada torre tiene una altura de 65 metros de altura y el radio de astas del aerogenerador es de 35 metros dándonos una altura aproximada de 100 metros.

#### 1.3.2 Aerogenerador.

Es una máquina que produce un movimiento de rotación al aprovechar la fuerza del viento y sus componentes son:[13]

##### 1.3.2.1 Rotor.

Es el elemento que transforma la energía del viento en energía mecánica de rotación, a su vez el rotor se compone de tres partes fundamentales: las **palas** que son construidas con una alta tecnología aerodinámica con materiales como resinas de polyester y fibra de vidrio sobre una estructura resisitente, el **eje** (elemento que transmite el movimiento giratorio de las palas al aerogenerador) y el **buje** (elemento que fija las palas al eje).

Los rotores pueden ser de:

#### **1.3.2.1.1 Rotor de velocidad constante.**

Es decir la velocidad de giro se regula mediante sistemas mecánicos, de forma que, al controlar la velocidad de giro se regula la potencia.

#### **1.3.2.1.2 Rotor de velocidad constante.**

En este tipo de generadores hay una mayor adaptación al viento, ya que la velocidad de giro depende de la fuerza de este.

#### **1.3.2.2 Multiplicador.**

Es un conjunto de elementos mecánicos conectados al rotor con el fin de lograr la multiplicación de la velocidad de rotación del eje para poder alcanzar así el elevado número de revoluciones que necesita el generador.

Acopla la baja velocidad del rotor con la Alta velocidad Del generador, funciona multiplicando la velocidad del rotor unas 50 veces para el generador de unas 18-50 rpm a 1500 rpm.

Dentro de los multiplicadores se distinguen dos tipos, los de **poleas dentadas** que normalmente son usados para rotores de baja potencia y los de **caja de engranajes** para producir mayores revoluciones para generadores de gran potencia.

#### **1.3.2.3 Generador.**

Es el elemento que transforma la energía mecánica en energía eléctrica, en función de la potencia del aerogenerador se utilizan dinamos (Generadores de corriente continua para pequeñas potencias que almacena la energía eléctrica en baterías), o alternadores (generadores de corriente alterna).

#### **1.3.2.4 Aeroturbina.**

Es un conjunto de palas diseñado para ser accionado por el viento.

#### **1.3.2.5 Góndola.**

También conocida como carcaza, nacelle o barquilla, es el componente que alberga a los elementos más importantes de la turbina eólica, como son el generador, caja de engranajes, etc.

#### **1.3.3 Transformador de pie de torre.**

El propósito de este Transformador es el de elevar el nivel de energía que entrega el aerogenerador de 620 Voltios a 34.5 kV para así alcanzar niveles de transmisión de energía.

#### **1.3.4 Cables conductores para transporte de energía (línea de transmisión).**

Es la ruta para transportar la energía eléctrica entre dos puntos.

#### **1.3.5 Subestación.**

Son instalaciones encargados de realizar la transformación de tensión, de la frecuencia, del número de fases o la conexión de dos o más circuitos, la Subestación está compuesta por:

##### **1.3.5.1 Centro de control.**

Tienen la función de conectar la central con los puntos de distribución de energía eléctrica, además se encarga de que las condiciones de seguridad y el funcionamiento de la central se encuentren dentro de los parámetros de funcionamiento correctos.

##### **1.3.5.2 Elementos de control.**

Son los que se ocupan de que las condiciones de seguridad y el funcionamiento de la estación sean los correctos, Entre los sistemas de control destacan los equipos para medición de energía, las baterías, los condensadores, los sensores que informan del estado de la máquina, entre otros.

### 1.3.5.3 Sistema de control eléctrico.

Conecta a la central con los puntos de distribución de energía eléctrica, se compone de Transformadores, sistemas generales de control y sistemas de telemendo.

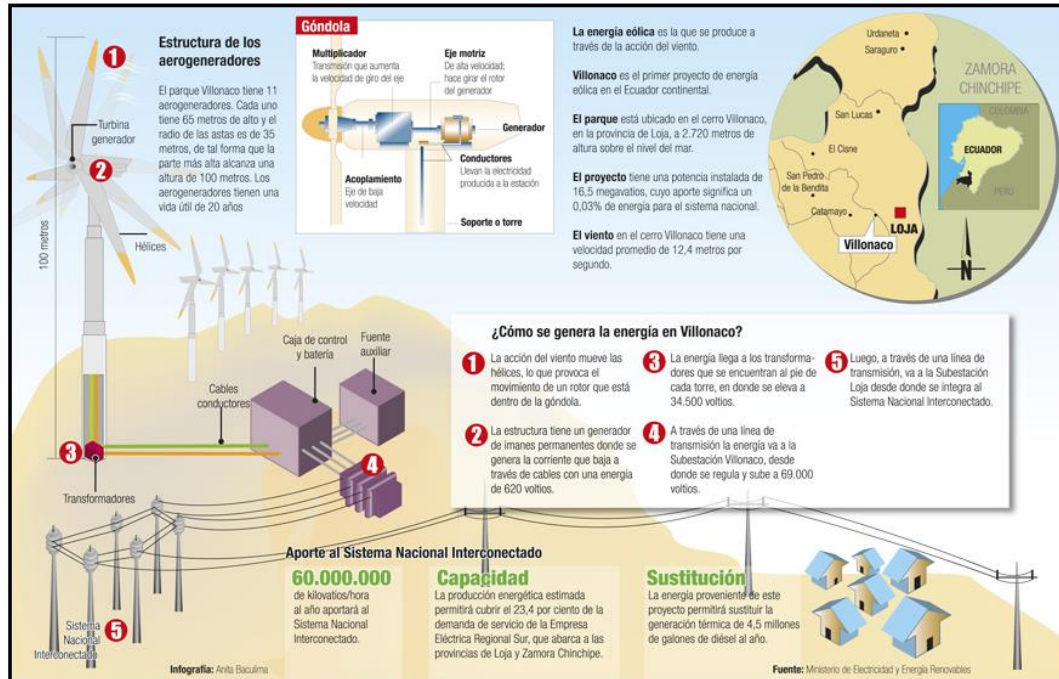


Fig. 1.28: Estructura de la Central Eolo Eléctrica Villonaco.

**Fuente:**“Villonaco dará el 0,03% de energía- Noticias de Cuenca - Azuay - Ecuador - El tiempo de Cuenca.” [Online]. Available: <http://www.eltiempo.com.ec/noticias-cuenca/113100-villonaco-dara-el-0-03-de-energia/>.

## CAPÍTULO II

### IMPACTO DE LA GENERACIÓN EOLO ELÉCTRICA SOBRE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

Una unidad de generación distribuida, puede ser considerada como una fuente de energía eléctrica conectada al sistema de potencia, en un punto muy cercano o en la ubicación del consumidor ya sea del lado de éste o de la red, y que se considera lo suficientemente pequeño comparado con las plantas centralizadas.[14]

Los SEP poseen unidades generadoras y demandas ubicadas en distintos puntos del sistema, que están interconectados por líneas de transmisión de grandes longitudes. Si la demanda es considerable y el sistema de transmisión está congestionado, entonces las pérdidas de energía pueden ser significativas. Estas pérdidas dependen de la resistencia de la línea y la corriente que fluye por ella, usualmente a este tipo de pérdidas se las denomina pérdidas térmicas.[15]

#### 2.1 Nivel de Penetración y Dispersión de la Generación Distribuida.

##### Indicadores de Integración de la Generación Distribuida (GD).

Con el fin de examinar los aspectos que se derivan, por la integración de la generación distribuida a un sistema de potencia tradicional, se han considerado los indicadores cualitativos y cuantitativos, que permitan evaluar el impacto sobre el desempeño general de los sistemas interconectados. Para caracterizar cuantitativamente los escenarios posibles de integración de la generación distribuida, dentro de los sistemas de potencia se han de definir el número de fuentes y su capacidad de generación. En tal sentido se han definido los siguientes indicadores:

- Nivel de penetración.
- Nivel de dispersión.[16]

##### 2.1.1 Nivel de penetración.

El nivel de penetración de la generación distribuida (**%Nivel GD**) es la fracción de la carga total del sistema (**P<sub>load</sub>**) que es servida por la generación distribuida GD, siendo definido por:

$$\%Nivel\ GD = \frac{P_{GD}}{P_{load}} \times 100\% \quad 2.1$$

Donde:

$P_{GD}$  = Potencia producida por la generación distribuida.

Cuando solo se considera la generación centralizada, la penetración es del 0%, mientras que cuando se trata de nivel de penetración del 100%, corresponde a la situación en que la capacidad de generación distribuida instalada en la red, es exactamente igual a la carga. [17]

Es importante mencionar que este indicador, aún resulta relativo, pues el nivel de penetración viene expresado en base a la carga conectada a una red del sistema de potencia ( $P_{load}$ ).[17]

Tomando en cuenta, el nivel de la generación distribuida en un área del sistema de potencia, se puede definir cualitativamente algunos escenarios posibles para la evolución del mercado.

Los principales escenarios considerados en esta tesis son:

- **Escenario Baja Penetración:** Considera un nivel de penetración menor al 30%. Los valores bajos de generación distribuida, apunta a un escenario conservador de mercado, plagado de barreras económicas y técnicas, que hacen poca atractiva la conexión de este tipo de unidades.
- **Escenario Semi-Ideal:** La capacidad de generación distribuida, instalada dentro de la red en este escenario, corresponde a la mitad de la carga total instalada en el sistema. Un ambiente de mercado liberalizado, será capaz de propiciar este nivel de penetración.
- **Escenario Ideal:** Se considera una penetración total. La capacidad de generación instalada es igual a toda la carga del sistema. En tal sentido, la red minimiza la producción de la generación centralizada a valores casi nulos. Un mercado completamente abierto con mucha competencia, es capaz de entablar una situación de penetración, así de alta, de fuentes de generación distribuida.
- **Escenario Utópico:** La capacidad instalada de generación distribuida es superior a la carga, de modo que permite la exportación de energía a la red. En este escenario,



la generación distribuida se encuentra en un mercado tan favorable, que favorece su uso como negocio y permite mayores intercambios con la red centralizada.[18]

### **2.1.2 Nivel de dispersión.**

Si se considera una determinada área del sistema de potencia, es posible definir un parámetro que refleje el número de localizaciones en la red, donde se encuentra conectada la generación distribuida, en función de los nodos que tengan a la carga conectada.

El nivel de dispersión de la generación distribuida (*%Dispersión GD*), es la relación del número de nodos, en los cuales, hay generación distribuida (*#Bus GD*) y el número de nodos, en los cuáles existe consumo (*#BusLoad*).

$$\%DispersionGD = \frac{\#BusGD}{\#BusLoad} \times 100\% \quad (2.2)$$

El nivel de dispersión de la generación distribuida, es igual a 0% cuando solo existe potencia generada desde el sistema centralizado y el caso más extremo, es cuando hay generación en todos los nodos donde existe una demanda de potencia (100%).

Es importante acotar, que en el caso de sistemas de distribución y especialmente en topologías radiales, la identificación de la generación centralizada es casi directa por las magnitudes de la potencia manejada, en cambio, para los sistemas mallados y con varios centros de generación, la situación es más complicada. Por otra parte, el nivel de dispersión resulta, especialmente adecuado, en la generación distribuida en operaciones en paralelo, cuyo objetivo, mayormente, es la compensación de la carga local dentro de topologías radiales.[18]

Los principales escenarios del nivel de dispersión son los siguientes:

#### **2.1.2.1 Escenario de baja dispersión.**

Consideran un nivel de dispersión menor al 30%, situación recurrente y fácilmente alcanzable en un ambiente no liberalizado.

### **2.1.2.2 Escenario Semi-Ideal.**

La generación distribuida es instalada en la mitad de los nodos con carga conectada. Tal situación correspondería, a un mercado adecuado para que los consumidores reciban incentivos para la conexión de generación distribuida localmente.

### **2.1.2.3 Escenario Ideal.**

Se considera una dispersión total, es decir, hay generación distribuida instalada en cada nodo de la carga del sistema; resultaría una condición ideal con implicaciones de un mercado completamente liberalizado, con condiciones regulatorias que propician incentivos para que los consumidores instalen generación distribuida en su ubicación.[18]

## **2.2 Influencia en el SEP en función de la tecnología de los aerogeneradores.**

La generación distribuida posee mucho potencial para mejorar el desempeño de los sistemas eléctricos.

La conexión de parques eólicos a una red de transmisión o distribución existente puede afectar al comportamiento de la misma en función de dos variables principales:

- Potencia eólica instalada.
- "Fortaleza" de la red a la que se conecta (expresada como  $P_{\text{corto circuito}}/P_{\text{eólica}}$ ).

El análisis de dicho impacto debe realizarse tanto desde el punto de vista de comportamiento estático, como desde el punto de vista de comportamiento dinámico del sistema.

A diferencia de otro tipo de tecnologías de generación, no es habitual que la generación eólica pueda provocar problemas en lo que al nivel de cortocircuito se refiere. Esto es debido tanto al hecho de que la mayoría de las máquinas utilizadas son de tipo asíncrono, como fundamentalmente al hecho de que al generar básicamente en baja tensión (la potencia unitaria de las máquinas suele ser inferior a 1 MW), y exigir una red de distribución intermedia MT más una estación transformadora MT/AT, la "impedancia" equivalente vista por la red es muy elevada en la mayoría de las ocasiones.

En consecuencia, los análisis de comportamiento estático habituales pretenden analizar la posibilidad de aparición de sobrecargas o bien de problemas de control de tensión en la red. Dependiendo del nivel de tensión de la red a la que se conecten los Parques, y de los requisitos

de operación impuestos a dicha red por el Operador del Sistema (ISO), los criterios de análisis difieren de un país a otro. En algunos países los criterios de transmisión exigen:

Condición normal de operación: con todos los elementos de red en servicio, la conexión del Parque no debe provocar sobrecargas por encima del 100% de la capacidad de transporte de la línea. En cuanto a la tensión, ésta debe mantenerse dentro de unos determinados perfiles establecidos para cada zona.

Desde el punto de vista anterior es necesario un análisis de las posibilidades que tiene el sistema existente para evacuar la potencia eólica requerida en diferentes condiciones de operación tanto desde el punto de vista de tensión como de sobrecargas.

El análisis de sobrecargas se realiza por medio de herramientas estándar de simulación de flujos de cargas, que permiten estudiar el comportamiento del sistema tanto en condición normal con todos sus elementos en servicio, como ante contingencias.

El principal problema derivado de la instalación de parques eólicos suele ser el de inestabilidad de tensiones, o en casos extremos el colapso de tensión. Efectivamente, dado que la inmensa mayoría de las instalaciones eólicas cuentan con generadores de inducción con sistemas de compensación de reactiva por baterías de condensadores, en el caso de producirse una perturbación en la red que origine el correspondiente hueco de tensión se produce dos fenómenos adversos:

- a) Los generadores de inducción aumentan su deslizamiento y por tanto su consumo de reactiva de forma cuadrática con la caída de tensión, dando lugar a un proceso de realimentación del hueco de tensión.
- b) La aportación de las baterías de condensadores disminuye cuadráticamente con la tensión, disminuyendo en consecuencia todavía más el soporte de tensión.

Existen dos técnicas habitualmente empleadas para el análisis de los márgenes de penetración de generación eólica que un sistema admite en un punto determinado de la red. El primero de ellos se basa en la determinación del punto de colapso a través de las curvas PV, es decir la variación de la tensión en función de la potencia generada. Habitualmente sólo se determina la característica P-V estática post-contingencia, aunque en determinadas ocasiones puede resultar más ilustrativa la característica dinámica, obtenida bien a través de simulación en el tiempo, bien a través de la determinación del punto de bifurcación silla-nodo según técnicas de análisis lineal. La práctica habitual es establecer como potencia límite un

porcentaje del valor máximo obtenido con cualquiera de las técnicas descritas, requiriéndose del análisis dinámico para establecer unos valores más ajustados. [19]

### **2.3 Análisis de la influencia de la potencia activa y reactiva generada.**

#### **Análisis de la potencia reactiva generada.**

La potencia reactiva es la potencia que absorben las máquinas eléctricas y que al contrario que la potencia activa, no es posible comprobar su efecto como transformación en forma de energía tal como trabajo mecánico o calor.

Aunque la potencia reactiva no se pueda obtener un efecto mecánico útil, su presencia es necesaria para lograr el efecto de magnetización necesario para el funcionamiento de una máquina que si tiene un efecto útil.

En los sistemas de potencia la generación total debe ser continuamente ajustada para poder suplir la demanda y mantener la frecuencia dentro de los rangos impuestos por la norma técnica en vigencia. La alta penetración de viento requiere mayores potencias de regulación principalmente a nivel de reservas secundarias, es decir reserva en giro que pueda “cubrir” la variación de generación eólica. Estos mayores requerimientos aumentan el costo de los servicios complementarios necesarios para garantizar la seguridad de suministro.

El control de potencia activa en respuesta a las órdenes del operador de sistema en las turbinas de viento es ahora posible. Esto se logra técnicamente mediante el manejo de velocidad de giro de las aspas, cambio de cargas y manejo de la electrónica de potencia. A medida de que aumenta la penetración eólica en los sistemas estas nuevas capacidades de control le otorgan al operador nuevas herramientas para poder operar los sistemas.

Las turbinas de viento actualmente en producción y en funcionamiento corresponden en su mayoría a generadores de inducción que requieren de potencia reactiva para poder generar. Si el sistema de potencia no es capaz de suministrar esta potencia reactiva una inestabilidad de tensión e incluso el colapso del sistema puede ocurrir. Un control de reactivos suficiente y rápido, además de reservas de potencia activa es necesarias para poder manejar y mantener de la mejor manera la estabilidad del voltaje.[20]

En tal sentido, la regulación de voltaje debe ser considerada en todas las etapas de diseño del sistema de potencia y el efecto que la generación distribuida produce sobre ésta, debe ser

cuidadosamente evaluado, a fin de garantizar que el voltaje que reciben los consumidores, sea aceptable de acuerdo al criterio de regulación de voltaje.

- Flujo de potencia en enlaces. El flujo de potencia en los enlaces es de suma importancia, ya que permite verificar el criterio térmico de las líneas y transformadores. Pero además, el flujo de potencia produce una cantidad de potencia activa y reactiva, que las pérdidas asociadas al proceso de transporte y distribución, por lo que resulta importante cuantificar el efecto que la generación distribuida posee sobre las pérdidas totales en el sistema.
- Flujo de Potencia reactiva. El control del voltaje está relacionado con la administración de la potencia reactiva dentro del sistema de potencia. En tal sentido, es necesario el conocimiento de los flujos de potencia reactiva para determinar si la cantidad manejada es suficiente para cumplir con los requerimientos y sostener el voltaje dentro de los límites de calidad, además de identificar si los equipos empleados para controlar el voltaje, operan dentro del límite de su capacidad.

En régimen estacionario, el comportamiento de una fuente de generación distribuida (GD) puede ser caracterizado, en el flujo de potencia, tanto por la potencia que entrega en terminales como por la forma en que lo hace; en tal sentido, conviene distinguir al menos tres modos característicos:

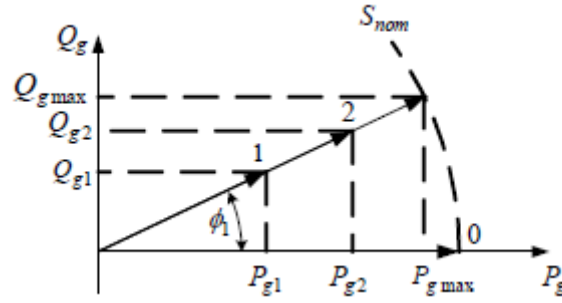
### **2.3.1 Factor de potencia constante.**

En este caso, la unidad de generación distribuida es programada para que entregue una potencia activa ( $P_g = P_{GD}$ ), y la potencia reactiva ( $Q_g$ ) que la unidad entregará, satisface un determinado factor de potencia considerado ( $\cos \phi$ ):

$$\cos \phi = \frac{P_g}{\sqrt{P_g^2 + Q_g^2}} \quad 2.3$$

Cuando la unidad de GD opera a factor de potencia constante, se tiene la ventaja de que la generación de reactivos aumenta, conforme aumenta la generación de potencia activa. Este modo de operación permite una cierta capacidad de soporte de voltaje, sin embargo, esta no

es la razón principal que motiva a su aplicación.



**Fig. 2.1:** Curva característica del factor de potencia vs potencia activa.

**Fuente:** P. I. González-longatt and F. Manuel, “TESIS DOCTORAL IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA,” p. 242, 2008.

En la Figura, se observa que para una operación a factor de potencia constante,  $\cos \phi_1$ , un incremento en la potencia activa producida de  $P_{g1}$  a  $P_{g2}$ , crea un aumento en la potencia reactiva generada por la unidad  $Q_{g1}$  a  $Q_{g2}$ .

Algunas tecnologías de generación distribuida admiten el modo de operación a factor de potencia constante, en particular, aquellas en las que es posible algún tipo de control en la potencia reactiva por parte del generador. Las unidades de generación distribuida, basadas en generadores sincrónicos directamente conectados a la red, admiten este modo de operación. Tal es el caso de: motores diésel, turbinas a gas y turbinas a gas en ciclos combinados.[21]

### 2.3.2 Compensación de Reactivos con Límites.

Las tecnologías de generación distribuida basadas en generadores sincrónicos directamente conectados a la red, al igual que algunas que emplean interfaz a la red basada en convertidores de potencia, poseen límites asociados en cuanto a la entrega de reactivos.

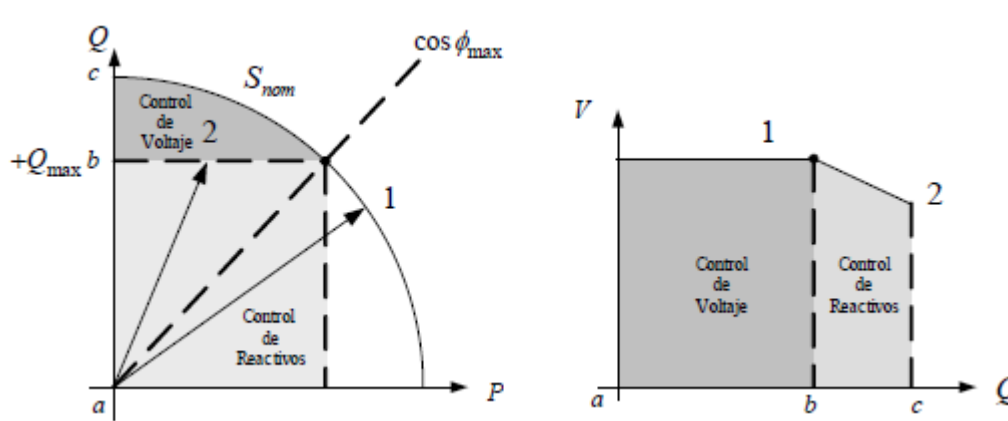
$$Q_{min} \leq Q_g \leq Q_{max} \quad (2.4)$$

Es muy común que estos límites vengan expresados en el diagrama de operación de potencia

activa versus potencia reactiva, es decir, el clásico diagrama del círculo (es poco común que  $Q_{min} \neq 0$ ).

Las tecnologías de generación distribuida basadas en generadores sincrónicos, y algunos casos muy particulares de unidades con interfaz electrónica de potencia a la red, permiten este modo de operación.

Por su parte, las turbinas a gas y en ciclo combinado, al igual que los generadores diésel, operan típicamente en este modo. A pesar de que las unidades basadas en la electrónica de potencia, son muy sensibles bajo esta forma de operación, debido a que la pérdida del control de voltaje en terminales, puede exponer a los dispositivos de conmutación a sobre corrientes, que colocan en entredicho la integridad de la unidad.[21]



**Fig. 2.2:** Curvas características de turbinas a gas y de ciclo combinado.

**Fuente:** P. I. González-longatt and F. Manuel, “TESIS DOCTORAL IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA,” p. 242, 2008.

### 2.3.3 Factor de Potencia Variable.

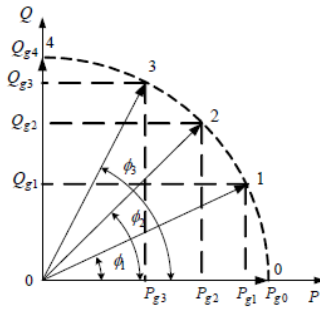
En algunas tecnologías de generación distribuida, se permite la operación a factor de potencia variable, aceptando el soporte de voltaje en la barra de conexión mediante la generación de reactivos.

Este es un modo de operación relativamente nuevo en las unidades de generación distribuida. La generación de reactivos ayuda al soporte del voltaje, mas no es la variable de control. Las unidades que operan en este modo, generan potencia reactiva ( $Q_g$ ) con la capacidad de potencia reactiva remanente de la unidad. Es decir, que para una unidad de capacidad  $S_n$ , y

que entrega una potencia activa  $P_g$ , el valor de la potencia reactiva viene dado por:

$$Q_g = \sqrt{\left( S_{nom} * \text{Sen} \left( \cos^{-1} \left( \frac{P_g}{S_{nom}} \right) \right) \right)^2 - P_g^2} \quad (2.5)$$

El modo de operación a factor de potencia variable, corresponde al funcionamiento de la unidad sobre todo el lugar geométrico en forma de círculo, de acuerdo a la potencia nominal de la fuente de generación distribuida.



**Fig. 2.3:** Curva característica para un factor de potencia variable.

**Fuente:** P. I. González-longatt and F. Manuel, “TESIS DOCTORAL IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA,” p. 242, 2008.

Este modo de operación, sacrifica la entrega de potencia reactiva en función de la entrega de potencia activa, pero garantiza que la fuente primaria siempre opere a su potencia nominal. Por esta razón, dicho modo es admitido por algunas de las tecnologías de generación distribuidas, basadas en convertidores electrónicos de potencia como interfaz a la red.[21]

## 2.4 Influencia de la localización de la generación distribuida.

La localización de la generación distribuida es posible virtualmente, en cualquier parte dentro del sistema de potencia. Sin embargo, consideraciones de aspecto técnico y económico restringen, en cierto modo, la ubicación factible de la generación distribuida dentro del sistema de potencia.

La localización de la generación distribuida y su tamaño es un problema que aún se analiza y se sigue desarrollando conocimiento, por lo que todas las consideraciones asociadas deben ser cuidadosamente estudiadas.



La localización influye en la inyección de potencia activa en un punto de la red, reduce el flujo de potencia en los tramos aguas-arriba, lo que se traduce en una menor caída de tensión. En ese sentido, se producen aumento en las tensiones de la red, manteniendo su mismo perfil. Cuanto más próximo a la cabecera de la línea se localice la GD, menor es el efecto sobre las tensiones aguas-abajo, dado que los tramos donde se reducen los flujos de potencia serán menos. La mayor variación de las tensiones se produce si la inyección se realiza al final de la línea, dado que se invierte el sentido de los flujos de potencia en los tramos finales, y se aumentan notablemente las tensiones. De esta forma el escenario que sirve como referencia al límite superior de tensión en la red es el correspondiente a GD al final de la línea en un escenario de máxima demanda, donde habrá mayor producción.[22]

## **CAPÍTULO III**

### **ANÁLISIS REGULATORIO Y NORMATIVO**

Se puede mencionar que se han emitido algunas tibias señales para una política energética que aprovecha el desarrollo de la GD renovable, pero aún se debe implementar regulaciones específicas a nivel técnico, tarifario que den ejemplo de las bondades para el inversor y sobre todo que reconozcan los costos y beneficios reales de la GD.[23]

El desarrollo eficiente de la GD en un sistema eléctrico de distribución, requiere que las regulaciones proporcionen los incentivos adecuados, esto es que reconozcan los beneficios y costos reales que la GD impone al sistema. Los recursos de la GD reducirán las pérdidas en las redes solamente si se localiza y opera en forma adecuada. Lo mismo ocurre con el potencial para regular el voltaje en la red o para aumentar la confiabilidad en el suministro.[14]

#### **3.1 Requisitos de la normativa ecuatoriana para la conexión de centrales Eolo Eléctricas al sistema eléctrico de potencia.**

El Art. 63. de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establece que el Estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas, por lo que la seguridad energética para el abastecimiento de la electricidad debe considerar la diversificación y participación de las energías renovables no convencionales, a efectos de disminuir la vulnerabilidad y dependencia de generación eléctrica a base de combustibles fósiles.[24]

Lo anterior es de fundamental importancia la aplicación de mecanismos que promuevan y garanticen el desarrollo sustentable de las tecnologías renovables no convencionales, considerando que los mayores costos iniciales de inversión, se compensan con los bajos costos variables de producción, lo cual a mediano plazo, incidirá en una reducción de los costos de generación y el consiguiente beneficio a los usuarios finales; Es impulsar el suministro de la energía eléctrica hacia zonas rurales y sistemas aislados, en donde no se dispone de este servicio, con la instalación de centrales renovables no convencionales,

distribuyendo los mayores costos que inicialmente estos sistemas demandan entre todos los usuarios del sector.

Que, el Art. 64 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establece que el CONELEC dictará las normas aplicables para el despacho de la electricidad producida con energías no convencionales tendiendo a su aprovechamiento y prioridad.[24]

En la parte final del Art. 52, del Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, se establece que la operación de las centrales de generación que utilicen fuentes no convencionales se sujetará a reglamentaciones específicas dictadas por el CONELEC; Para los efectos de la presente Regulación, las energías renovables no convencionales comprenden las siguientes: eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotermia y centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de capacidad instalada.[24]

Cualquier interesado en desarrollar un proyecto de generación que utilice fuentes renovables como las descritas podrá solicitar el tratamiento preferente como generador no convencional. Los generadores hidroeléctricos, cuya capacidad instalada sea mayor a los 50 MW, no podrán acogerse a la presente Regulación.

El generador que desee acogerse a este sistema preferente, y para su proceso de calificación al interior del CONELEC, deberá presentar los siguientes requisitos:

1. Escritura de constitución de la empresa en la que se contemple como actividad social de ésta, la generación de energía eléctrica;
2. Copia certificada del nombramiento del representante legal;
3. Estudio de prefactibilidad del proyecto, calificado por el CONELEC. Deberán considerar dentro del estudio el uso óptimo del recurso, sin disminuir la potencialidad de otros proyectos que tengan relación directa con éste y puedan desarrollarse a futuro;
4. Memoria descriptiva del proyecto, con las especificaciones generales del equipo, tipo de central, ubicación, implantación general, característica de la línea de transmisión o interconexión cuando sea aplicable;
5. Forma de conexión al Sistema Nacional de Transmisión, o al sistema del distribuidor, o a un sistema aislado;
6. Certificación de Intersección del Ministerio del Ambiente que indique que el Proyecto se encuentra o no dentro del sistema nacional de áreas protegidas;

7. Copia certificada de solicitud y de la aceptación a trámite por uso del recurso, por parte del organismo competente.
8. Esquema de financiamiento.[24]

### **3.1.1 Condiciones operativas.**

Las condiciones operativas son las siguientes:

#### **3.1.3.1 Punto de entrega y medición.**

El punto de entrega y medición de la energía producida por este tipo de plantas, será el punto de conexión con el Sistema de Transmisión o Distribución, adecuado técnicamente para entregar la energía producida.

La red necesaria para conectarse al sistema de transmisión o distribución, deberá estar contemplada en los planes de expansión y transmisión. El sistema de medición comercial deberá cumplir con lo indicado en la regulación vigente sobre la materia. [24]

##### **3.1.3.1.1 Calidad de producto.**

Los parámetros técnicos para la energía eléctrica suministrada por estos generadores, en el punto de entrega al SNI, serán los mismos que los establecidos para los generadores convencionales, señalados en las Regulaciones, que sobre la materia, estén vigentes.[24]

##### **3.1.3.1.2 Requisitos para la conexión.**

En el punto de entrega, el generador debe instalar todos los equipos de conexión, control, supervisión, protección y medición cumpliendo con la normativa vigente sobre la materia y demás requisitos que se exijan en los instructivos de conexión del transmisor o del distribuidor.

##### **3.1.3.1.3 Previsión de energía a entregarse**

Los generadores que están sujetos al despacho centralizado, deben comunicar al CENACE,

la previsión de producción de energía horaria de cada día, dentro de los plazos establecidos en los Procedimientos de Despacho y Operación, a efectos de que el CENACE realice la programación diaria.

Los generadores que no están sujetos al despacho centralizado, deberán cumplir con establecido en el Art. 29 del Reglamento de Despacho y Operación.[24]

La máxima capacidad de generación eólica que se puede instalar en el sistema, no solo depende de la disponibilidad y la calidad del viento, sino también de la robustez del nodo al cual se conectara un emplazamiento eólico. Este límite está determinado por dos parámetros importantes que son el

Grado de Penetración Eólica en la red (GP) y el Índice de Fluctuación de Voltaje (IFV).

El valor máximo de generación eólica que se recomienda instalar en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano al año 2013, es de 450 MW distribuido en once parques eólicos que se encuentran en distintas provincias del callejón interandino en función de la disponibilidad del viento y de la robustez de la subestación candidata para conectar el parque eólico.[25]

### **3.2 Requisitos de la normativa internacional para la conexión de centrales Eolo eléctricas al sistema eléctrico de potencia.**

La integración de la energía eólica a los sistemas eléctricos de potencia puede provocar problemas en la estabilidad de tensión y de frecuencia, debido principalmente al carácter aleatorio del viento.

El límite de potencia eólica (LPE) depende principalmente de la tecnología de los generadores eólicos y de las características del sistema en términos de debilidad. Este trabajo analiza cómo se afecta la estabilidad de tensión en un sistema eléctrico de potencia, cuando los niveles de penetración eólica en dicho sistema van aumentando. Se realiza un análisis de la tensión en estado estacionario y la estabilidad de tensión en régimen transitorio, teniendo en cuenta la conexión de generadores eólicos de velocidad fija y de velocidad variable.

Se observa una gran influencia del nodo de conexión del parque eólico en el nivel máximo de penetración eólica obtenido, y en la estabilidad de tensión del sistema. Otro resultado relevante está relacionado con la tecnología de aerogenerador utilizada, en la que el

aerogenerador de velocidad fija tiene un mayor impacto en la estabilidad de tensión en régimen transitorio, mientras que el aerogenerador de velocidad variable lo presenta en la estabilidad de tensión en estado estacionario. Los resultados finales muestran que cuando se utilizan aerogeneradores de velocidad variable, se obtienen mayores niveles de penetración eólica con respecto a los obtenidos con la inserción al sistema de aerogeneradores de velocidad fija.

Existen dos conceptos fundamentales para calcular el porcentaje que representa la generación eólica en un sistema eléctrico determinado.[26] El primero relaciona la capacidad instalada de generación eólica con la capacidad total del sistema eléctrico al cual se conecta, y se puede escribir matemáticamente como:  $PCI = \text{Capacidad total de generación eólica} / \text{Capacidad total del sistema eléctrico}$  Donde:

PCI: Penetración de capacidad instalada.

Este concepto de penetración eólica se analiza de manera global; sin embargo, puede darse la condición, y sobre todo en sistemas eléctricos de potencia relativamente pequeños, de que existen parques eólicos conectados en diversos lugares del sistema que pudieran trabajar en forma de micro redes o microsistemas, aislados de una red centralizada, por lo que se hace necesario el análisis de manera local, o sea, hasta qué punto dicha micro red o microsistema permite la inyección de potencia sin perder estabilidad, y que los parámetros del mismo, tales como los límites de potencia reactiva en los generadores, las tensiones en los nodos o la capacidad térmica de las líneas, no sobrepasen los límites establecidos. [26]

El segundo concepto es la relación entre la potencia total entregada al sistema en un instante, y la demanda total del sistema en ese mismo instante:

$PP = \text{Potencia entregada por generación eólica en el tiempo } t / \text{Demanda total del sistema en el mismo tiempo } t$

Donde:

PP: Penetración de potencia.

Producto de la variabilidad del viento y su horario de influencia, conocer el efecto en que en cada instante tiene la generación eólica en la red es sumamente importante, ya que el sistema

tiene que ser capaz de mantener la estabilidad en condiciones normales de trabajo en todo momento.

Los porcentajes de penetración eólica pueden ser variables y dependen de las características propias del sistema eléctrico al cual se conectan los aerogeneradores, ya que el sistema debe ser capaz de admitir dicha potencia sin perder la estabilidad.

En los países con mayor generación eólica, sus parques eólicos conectados al sistema deben operar entre ciertos rangos, los cuales se detallan a continuación. [27]

**Tabla 3.1** Estándares para el Nivel de Tensión. Norma Danesa y Alemana EON.

<i>País</i>	<i>Alemania</i>		<i>Dinamarca</i>	
<b>Niveles de Tensión</b>	<b>Límite Inferior</b>	<b>Límite Superior</b>	<b>Límite Inferior</b>	<b>Límite Superior</b>
400 kV	0,92	1,10	0,90	1,05
275 kV				
220 kV	0,87	1,12		
150 kV			0,97	1,13
132 kV			0,95	1,10
110 kV	0,87	1,12		

**Fuente:** J. Mírez, “J293: Normas técnicas internacionales de SEP con generación eólica: Energy [Jorge Mírez] en WordPress.com,” 2011. [Online]. Available: <https://jmirez.wordpress.com/2011/07/18/j293-normas-tecnicas-internacionales-de-sep-con-generacion-eolica-operacion-en-regimen-permanente-niveles-de-tension/>.

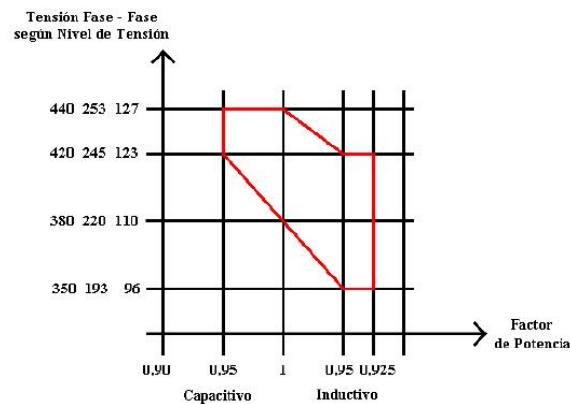
**Tabla 3.2** Estándares para el Nivel de Tensión. Normas Escocesa, Inglesa e Irlandesa.

<i>País</i>	<i>Escocia</i>		<i>Inglaterra</i>		<i>Irlanda</i>	
<b>Niveles de Tensión</b>	<b>Límite Inferior</b>	<b>Límite Superior</b>	<b>Límite Inferior</b>	<b>Límite Superior</b>	<b>Límite Inferior</b>	<b>Límite Superior</b>
400 kV	0,95	1,05	0,90	1,05	0,87	1,05
275 kV	0,90	1,10	0,90	1,10		
220 kV					0,91	1,12
150 kV						
132 kV	0,90	0,90				
110 kV					0,90	1,12

**Fuente:** J. Mírez, “J293: Normas técnicas internacionales de SEP con generación eólica: Energy [Jorge Mírez] en WordPress.com,” 2011. [Online]. Available: <https://jmirez.wordpress.com/2011/07/18/j293-normas-tecnicas-internacionales-de-sep-con-generacion-eolica-operacion-en-regimen-permanente-niveles-de-tension/>.

Las tablas detallan los límites inferiores y superiores en por unidad de tensión, en que deben operar los parques eólicos conectados al sistema.

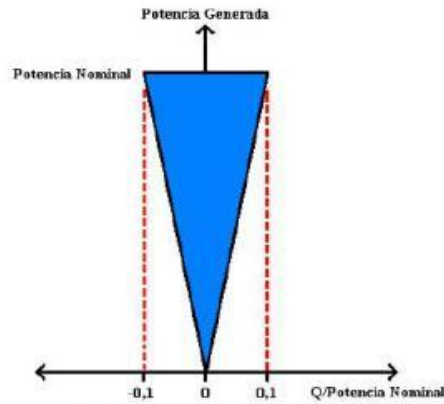
Las normas técnicas para la generación eólica dictaminan estándares de operación para el factor de potencia de los parques en su punto de conexión, nivel de tensión y la frecuencia. El factor de potencia es una variable de interés muy importante porque limita el consumo de potencia reactiva por parte del parque de tal forma de mantener niveles de reserva de reactivos adecuado en el sistema en caso de una eventual perturbación o falla. En las siguientes ilustraciones se muestran los rangos de las normas.[28]



**Fig. 3.1:** Rangos de Factor de potencia Norma Alemana EON.

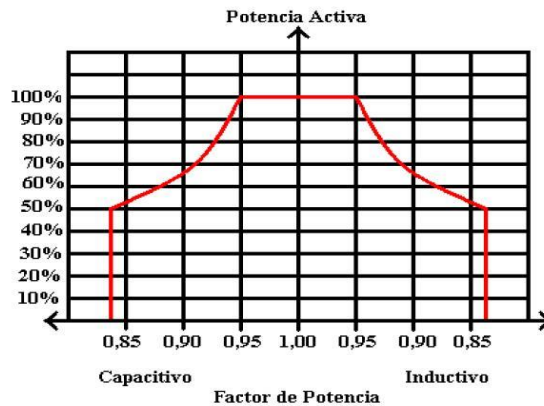
**Fuente:** J. Mírez, “J292: Normas técnicas internacionales de SEP con generación eólica: Operación en régimen permanente: Factor de Potencia | Matlab/Simulink in Renewable Energy [Jorge Mírez] en WordPress.com,” 2011. [Online]. Available: <https://jmirez.wordpress.com/2011/07/18/j292-normas-tecnicas-internacionales-de-sep-con-generacion-eolica-operacion-en-regimen-permanente-factor-de-potencia/>.





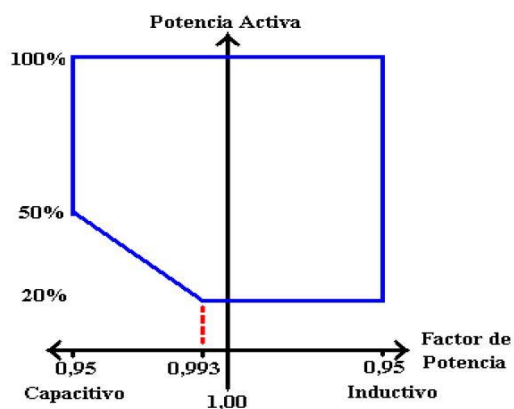
**Fig. 3.2:** Rangos de Factor de potencia Norma Danesa.

**Fuente:** J. Mírez, “J292: Normas técnicas internacionales de SEP con generación eólica: Operación en régimen permanente: Factor de Potencia | Matlab/Simulink in Renewable Energy [Jorge Mírez] en WordPress.com,” 2011. [Online]. Available: <https://jmirez.wordpress.com/2011/07/18/j292-normas-tecnicas-internacionales-de-sep-con-generacion-eolica-operacion-en-regimen-permanente-factor-de-potencia/>.



**Fig. 3.3:** Rangos de Factor de potencia Norma Irlandesa.

**Fuente:** J. Mírez, “J292: Normas técnicas internacionales de SEP con generación eólica: Operación en régimen permanente: Factor de Potencia | Matlab/Simulink in Renewable Energy [Jorge Mírez] en WordPress.com,” 2011. [Online]. Available: <https://jmirez.wordpress.com/2011/07/18/j292-normas-tecnicas-internacionales-de-sep-con-generacion-eolica-operacion-en-regimen-permanente-factor-de-potencia/>.



**Fig. 3.4:** Rangos de Factor de potencia Norma Escocesa.

Fuente: J. Mírez, “J292: Normas técnicas internacionales de SEP con generación eólica: Operación en régimen permanente: Factor de Potencia | Matlab/Simulink in Renewable Energy [Jorge Mírez] en WordPress.com,” 2011. [Online]. Available: <https://jmirez.wordpress.com/2011/07/18/j292-normas-tecnicas-internacionales-de-sep-con-generacion-eolica-operacion-en-regimen-permanente-factor-de-potencia/>.

Los parques eólicos también deben seguir en operación para ciertos valores de la frecuencia del sistema, las normas detallan el tiempo mínimo en que estas unidades deben mantenerse conectadas al sistema, antes de ser aisladas de la red.[28]

**Tabla 3.3** Estándares de Frecuencia según Norma Europea.

Tiempo Mínimo de Operación					
Frecuencia (Hz)	Alemania	Dinamarca	Escocia	Inglaterra	Irlanda
52,0 a 53,0 (Hz)	Desconexión	3 (min)	Desconexión	Desconexión	Desconexión
51,5 a 52,0 (Hz)	Desconexión	30 (min)	Permanente	Permanente	60 (min)
51,0 a 51,5 (Hz)	Permanente	30 (min)	Permanente	Permanente	60 (min)
50,5 a 51,0 (Hz)	Permanente	30 (min)	Permanente	Permanente	60 (min)
49,5 a 50,5 (Hz)	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
47,5 a 49,5 (Hz)	Permanente	30 (min)	Permanente	Permanente	60 (min)
47,0 a 47,54 (Hz)	Desconexión	3 (min)	20 (seg)	20 (seg)	20 (seg)
< 47,0 (Hz)	Desconexión	Desconexión	20 (seg)	20 (seg)	20 (seg)

**Fuente:** J. Mírez, “J295: Normas técnicas internacionales de SEP con generación eólica.” 2011. [Online]. Available: <https://jmirez.wordpress.com/2011/07/18/j295-normas-tecnicas-internacionales-de-sep-con-generacion-eolica-operacion-durante-falla/>.

### **3.3 Definición del modelo regulatorio y parámetros aplicables para centrales eólicas.**

En estos últimos años, Ecuador ha tenido, importantes cambios a nivel legislativo y regulatorio, como fue, en 2008, la aprobación de una nueva Constitución. El Estado se compromete “a promover la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua”.

También hay que destacar, la creación del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) en 2007; ministerio que tiene su origen en la Subsecretaría de Electricidad del antiguo Ministerio de Energía y Minas. Con la actual estructura administrativa, queda patente la apuesta del gobierno ecuatoriano en el sector de las energías renovables. [29]

La Ley de Regulación del Sector Eléctrico (LRSE), data del año 1996 aunque ha tenido modificaciones posteriores, contiene las normas relacionadas con la estructura del sector eléctrico y de su funcionamiento. En el capítulo IX de la Ley se hace una mención específica sobre el fomento al desarrollo y uso de recursos energéticos no convencionales. Se establece este tipo de recurso energético como prioritario a la hora de asignar los fondos del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM) a proyectos de electrificación rural. Además, es el Consejo Nacional de Electrificación quien dictará las normas aplicables para el despacho de la electricidad producida con energías no convencionales tendiendo a su aprovechamiento y prioridad. [29]

Las normas y los procedimientos generales para la aplicación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, en la actividad de generación y en la prestación de los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, necesarios para satisfacer la demanda nacional, mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales.[29]

## **CAPÍTULO IV**

### **MODELACIÓN Y ANÁLISIS APLICADO A LA GENERACIÓN EÓLICA ELÉCTRICA DE ECUADOR**

En el presente capítulo se realizará la modelación la red propuesta para estudio la cuál es parte del Sistema Eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional del Sur EERSSA, el estudio comprende desde la barra Cuenca 138kV, barra Loja 138Kv, barra Loja 69kV, hasta llegar a las instalaciones del Parque eólico Villonaco con su barra de 34.5kV.

Para que el modelamiento sea más exacto se incluirá las barras de las subestaciones Obrapia 69kV, Sur 69kV, Norte 69kV, Catamayo 69kV, San Cayetano 69kV y Cumbaratza 69kV, además se incluirán las subestaciones más pequeñas de los alrededores modelando subestaciones equivalentes y así poder identificar el Impacto de la Generación Eólica Distribuida sobre las Pérdida Técnicas en Redes de Distribución”

#### **4.1 Descripción y Modelación de la Red bajo estudio.**

Para el análisis se escoge una sección del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador comprendida desde la barra de Cuenca 138kV hasta el Parque Eólico Villonaco 34.5 kV.

Cabe indicar que para poder realizar un modelamiento más exacto se debieron tomar en cuenta las Subestaciones de los alrededores del sistema bajo estudio, las mismas que se detallan a continuación:

##### **4.1.1 Agrupamiento de subestaciones.**

Para lograr modelar el SEP de la Empresa Eléctrica de una manera más exacta se agruparon las subestaciones más pequeñas de los alrededores de las subestaciones grandes de la siguiente manera:

##### **Subestaciones agrupadas en la Subestación CATAMAYO.**

- S/E. Gonzanamá.

- S/E. Cariamanga.
- S/E. Macará.
- S/E. Pindal.
- S/E. Celica.
- S/E. Playas.
- S/E. Catacocha
- S/E. Velacruz.
- S/E. Chaguarpamba.

Para el modelamiento de la Subestación Catamayo no se toma en cuenta a la Subestación El Empalme porque la misma no posee alimentadores ni carga, esta S/E es considerada como un nodo dentro de nuestro sistema.

**Subestaciones agrupadas en la Subestación NORTE.**

- S/E. Saraguro

**Subestaciones agrupadas en la Subestación SUR.**

- S/E. Vilcabamba.
- S/E. Palanda.
- S/E. Zumba.

**Subestaciones agrupadas en la Subestación SAN CAYETANO.**

- S/E. San Ramón.

**Subestaciones agrupadas en la Subestación CUMBARATZA.**

- S/E. El Panguí.
- S/E. El Yanzatza.



Se suma la potencia máxima coincidente de las S/E agrupadas, el resultado se divide para el valor de la potencia total máxima coincidente de la tabla y este resultado se expresa en porcentaje.

**Ejemplo:**

$$\% \text{ Dem Sub Est NORTE} = \left\{ (Norte + Zaraguro) / P.Total \right\} * 100$$

**Tabla 4.2** Porcentaje de demanda por subestación época lluviosa.

LLUVIOSO					
CATAMAYO	CUMBARATZA	NORTE	OBRAPÍA	SAN CAYETANO	SUR
29,91%	11,15%	9,18%	18,28%	17,34%	14,14%

Fuente: Autor.

**Tabla 4.3** Porcentaje de demanda por subestación época seca.

SECO					
CATAMAYO	CUMBARATZA	NORTE	OBRAPÍA	SAN CAYETANO	SUR
29,91%	11,15%	9,18%	18,28%	17,34%	14,14%

Fuente: Autor.

Para lograr el propósito de este estudio de pérdidas en Generación Distribuida se debe tomar en cuenta las consideraciones de diseño que a continuación se describen:

#### **4.1.2 Componentes del SEP a ser modelados.**

Los componentes del SEP a ser modelados son los siguientes:

- Líneas de transmisión y subtransmisión.
- Generadores.
- Transformadores.
- Capacitor.

#### 4.1.2.1 Líneas de transmisión y subtransmisión.

Las líneas modeladas en nuestro sistema son: Norte - Obrapia, Loja - Obrapia, Obrapia – Sur, Obrapia – San Cayetano, Yanacocha – Loja, Loja – Catamayo, Torre 11 – San Cayetano, torre 11 – Cumbaratza, Cuenca – Yanacocha y Loja – Villonaco.

Las alimentaciones a 69 KV del Sistema Nacional Interconectado que salen desde la subestación Loja de TRANSELECTRIC, llegan a la subestaciones Obrapia y Catamayo de la EERSSA.

El sistema de subtransmisión de la EERSSA que opera a 69 kV, se caracteriza por ser radial. Se tienen un total de 22 subestaciones, que son alimentadas principalmente desde tres subestaciones principales, las que son: Obrapia, San Cayetano y Catamayo.

Los datos empleados para el modelamiento de las líneas de transmisión y subtransmisión son datos reales utilizados en los modelamientos del Sistema Nacional Interconectado, cabe mencionar que en el sistema de sub transmisión se desprecia la suceptancia de las líneas por ser un valor muy pequeño por lo que las líneas del sistema de sub transmisión se modelan como un circuito RL serie.

Los datos característicos necesarios para el modelamiento de las líneas de transmisión del sistema eléctrico sur se presentan en la tabla.

**Tabla 4.4** Tabla de datos necesarios para el modelamiento de las líneas de transmisión y subtransmisión.

TERMINAL i	TERMINAL j	VOLTAJE (kV)	TIPO DE LÍNEA	LONGITUD (km)	CORRIENTE DE OPERACIÓN (kA)	R1 ( $\Omega$ /Km)	X1 ( $\Omega$ /Km)	B1 ( $\mu$ s / km)
CUENCA	YANACOCCHA	138	500 ACAR	134,20	0,55900	0,064080	0,477449	3,48601
YANACOCCHA	LOJA	138	501 ACAR	20,00	0,55900	0,064080	0,477449	3,48601
LOJA	OBRAPIA	69	266,8kCM	0,79	0,37151	0,240455	0,517368	0
OBRAPIA	NORTE	69	2/0	5,14	0,27600	0,416000	0,5079	0
OBRAPIA	SUR	69	266,8kCM	5,03	0,37151	0,240455	0,517368	0
OBRAPIA	SAN CAYETANO	69	266,8kCM	2,35	0,37151	0,240455	0,517368	0
SAN CAYETANO	TORRE 11	69	266,8kCM	2,46	0,37151	0,240455	0,517368	0
TORRE 11	CUMBARATZA	69	266,8kCM	50,08	0,37151	0,240455	0,517368	0
LOJA	CATAMAYO	69	266,8kCM	17,90	0,37151	0,240455	0,517368	0
LOJA	VILLONACO	69	266,8kCM	4,25	0,37151	0,240455	0,517368	0



**Fuente:** Autor.

Debe recordarse que en el sistema de sub transmisión se desprecia la suceptancia de las líneas por ser un valor muy pequeño por lo que las líneas del sistema de sub transmisión se modelan como un circuito RL serie.

#### **4.1.2.2 Generadores.**

Los generadores fueron modelados como barras PQ de potencia activa y reactiva constante, el generador de la central hidroeléctrica Carlos Mora fue modelado con una potencia de 2,4 MW y Catamayo con una potencia de 14.8 MW. La central nueva considerada en los estudios eléctricos fue la Central Eólica Villonaco con una potencia de 16,5 MW.

Se consideran los despachos de las Centrales Villonaco, Catamayo y Carlos Mora para demanda máxima, media y mínima en los escenarios seco y lluvioso del año 2014. Los despachos de las centrales se han estimado en base al promedio de generación de los meses secos y lluviosos, tomando en cuenta un día de cada mes.

Algo fundamental para lograr el modelamiento de los generadores son los datos de Potencia Aparente Nominal, Voltaje Nominal, Factor de potencia, Reactancia Sincrónica de eje directo, Reactancia Sincrónica de eje en Cuadratura y el tipo de barra, cuyos valores se presentan en las tablas 4.4 y 4.5.

**Tabla 4.5** Datos para el modelamiento del generador Carlos Mora.

CENTRAL HIDROELÉCTRICA CARLOS MORA		
PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Potencia aparente nominal	2,7	MW
Voltaje nominal	69	kV
Factor de potencia	0,9	INDUCTIVO
Conexión	Yn	p.u.
Reactancia sincrónica de eje directo	1,15	p.u.
Reactancia sincrónica de eje en cuadratura	0,6	p.u.
Tipo de barra	PQ	

**Fuente:** Autor.

La Central Térmica de Generación Catamayo, es una de las primeras Centrales de Generación Térmica del país; entro en funcionamiento en el año de 1977 en el Cantón Catamayo perteneciente a la provincia de Loja. Contribuye actualmente con sus diez grupos de generación al Sistema Nacional Interconectado con 15,400 kW de potencia Térmica Efectiva.[30]

**Tabla 4.6** Datos para el modelamiento del generador Catamayo.

CENTRAL HIDROELÉCTRICA CATAMAYO		
PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Potencia aparente nominal	19	MW
Voltaje nominal	69	kV
Factor de potencia	0,9	INDUCTIVO
Conexión	Yn	p.u.
Reactancia sincrónica de eje directo	0,2754	p.u.
Reactancia sincrónica de eje en cuadratura	0,1803	p.u.
Tipo de barra	PQ	

**Fuente:** Autor.

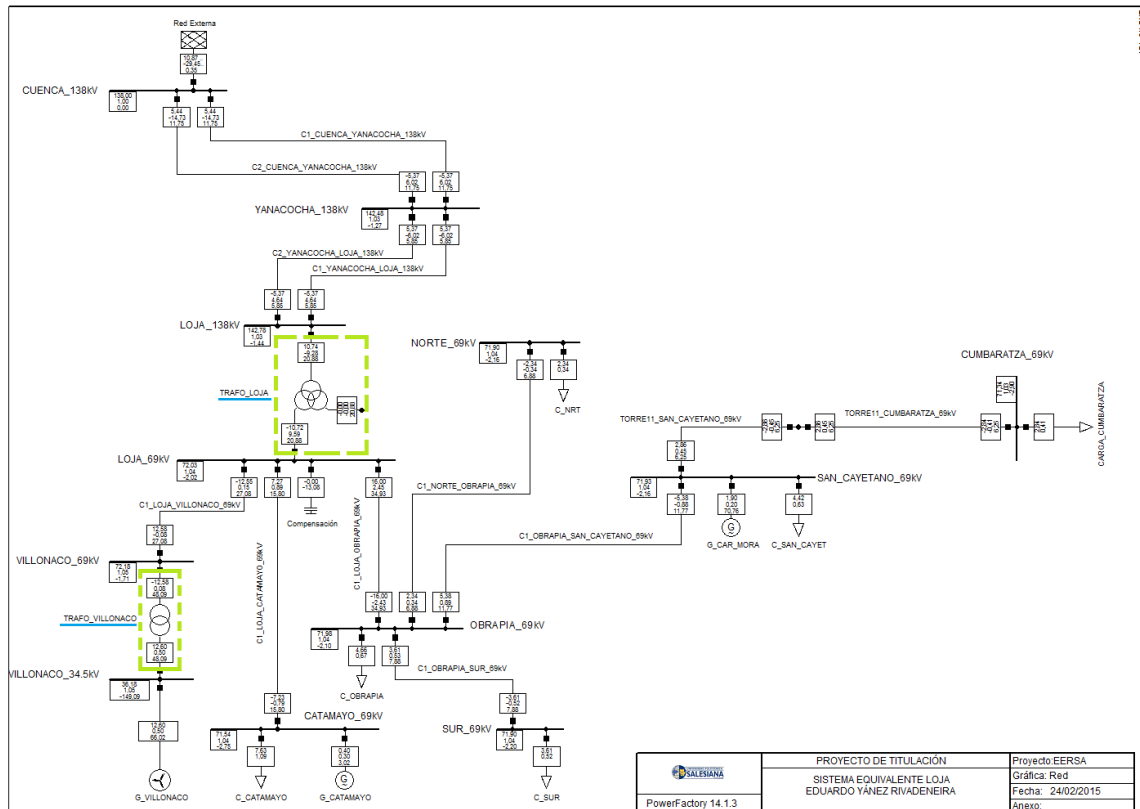
La EERSSA tiene dos centrales de generación dentro de su sistema. La Central Catamayo, donde se tiene 10 grupos de turbinas térmicas con una capacidad total de 15 MVA; y, la Central Hidroeléctrica “Ingeniero Carlos Mora”, compuesta por tres grupos hidráulicos con una capacidad máxima total de 3 MW.

La Central Térmica Catamayo y la S/E Catamayo se encuentran en una misma área, facilitando la entrega de energía generada por parte de la planta hacia la subestación y por medio de esta a todo el sistema de la EERSSA y por ende al SIN.[30]

#### **4.1.2.3 Transformadores.**

La subestación Loja de TRANSELECTRIC, tiene un transformador de 138/69 kV de 66.67 MVA de capacidad máxima. En el lado de 69 kV de esta subestación se dispone de un sistema de barras principal y transferencia, y por medio de interruptores, salen dos líneas de 69 kV denominadas Loja 1 y Loja 2, que alimentan al sistema de la EERSSA, el transformador posee taps en los lados de alto y medio voltaje, los que se encuentran seteados en su posición nominal.

Los sistemas de protecciones instalados en la salida de las alimentaciones a la EERSSA, tienen relés de sobrecorriente de tipo electromecánico. [30]



**Fig. 4.2:** Esquema de la red bajo estudio.

**Fuente:** Autor.

**Tabla 4.7** Datos para el modelamiento del autotransformador Loja.

AUTOTRANSFORMADOR LOJA			
LADO	Potencia	Voltaje	CONEXIÓN
	MVA	kV	
HV	66	138	Yn
MV	66	69	Yn
LV	20	13,8	d1
PRUEBA DE CORTOCIRCUITO			
MEDIDA	Z	Potencia de pérdidas	
	%	kW	
HV-MV	7,34	175,97	
MV-LV	4,87	58,95	
LV-HV	7,65	54,52	
PRUEBA DE VACÍO			
Corriente en vacío		Potencia de pérdidas	
%		kW	
0,17		24,57	
TAP HV			
Add, Voltage per Tap (%)		2,5	
Neutral Position		3	
Min, Position		1	
Max, Position		5	
TAP MV			
Add, Voltage per Tap (%)		0,625	
Neutral Position		0	
Min, Position		-16	
Max, Position		16	

**Fuente:** Autor.

Los datos técnicos de los transformadores de la Central Eólica Villonaco son estimados en base a las características de potencia y relación de voltajes.

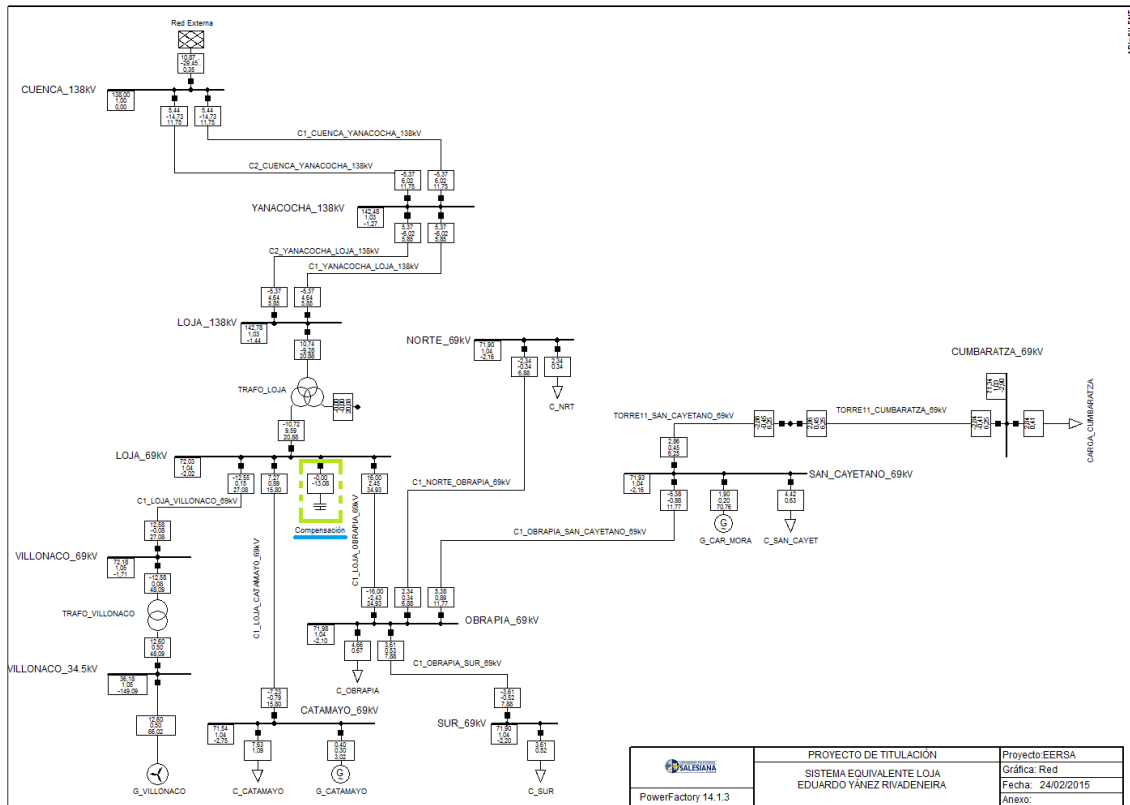
**Tabla 4.8** Datos para el modelamiento del transformador Villonaco.

TRANSFORMADOR CENTRAL EÓLICA VILLONACO			
LADO	Potencia	Voltaje	CONEXIÓN
	MVA	kV	
HV	25	69	Yn
LV		34,5	d5
PRUEBA DE CORTOCIRCUITO			
Z		Potencia de pérdidas	
%		kW	
10		100	
PRUEBA DE VACÍO			
Corriente en vacío		Potencia de pérdidas	
%		kW	
0		0	
TAP HV			
Add, Voltage per Tap (%)		2,5	
Neutral Position		3	
Min, Position		1	
Max, Position		5	

**Fuente:** Autor.

#### 4.1.2.4 Capacitor.

El capacitor que posee el sistema es de 12Mvar en la barra de Loja 69 kV que es usado para inyectar potencia reactiva a la red.

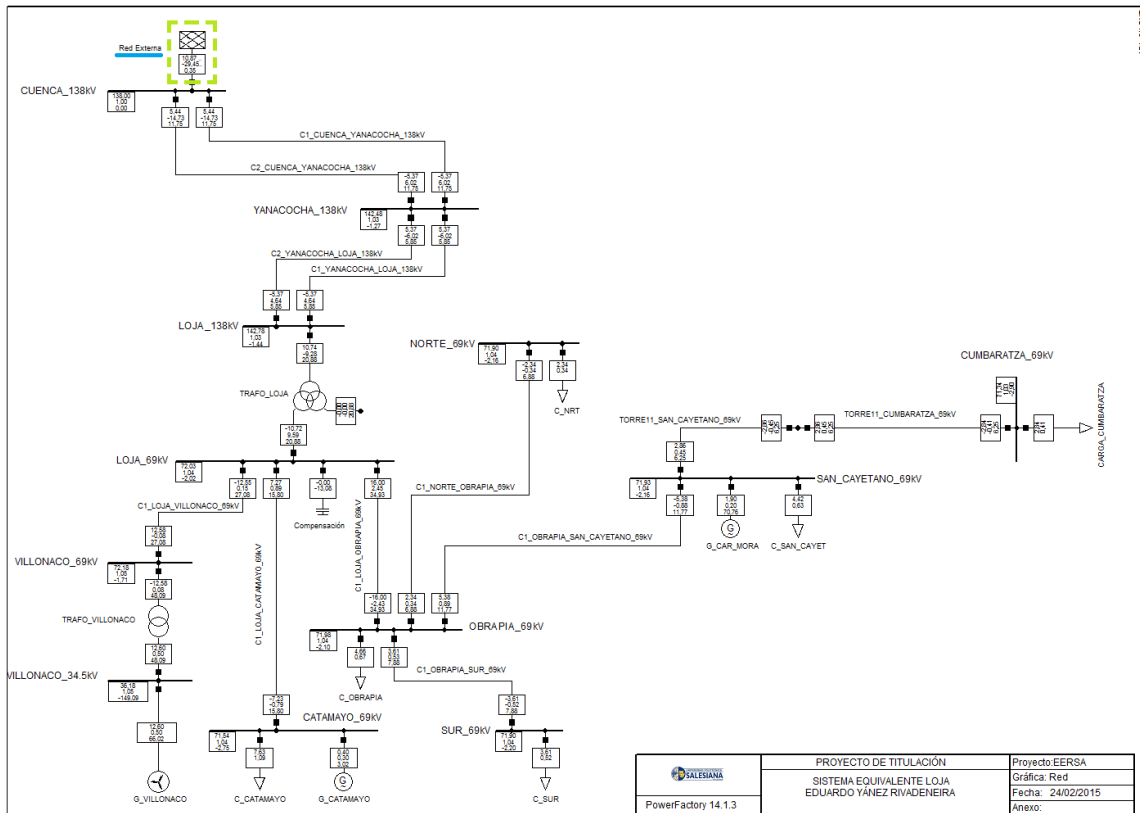


**Fig. 4.3 :** Esquema de la red bajo estudio en la que nos indica la posición del capacitor.

**Fuente:** Autor.

## 4.2 Modelación de la carga.

En el análisis y operación de un sistema eléctrico de potencia (SEP), es de suma importancia disponer de modelos de cada uno de sus componentes. A diferencia de otros elementos como los generadores, líneas de transmisión, o dispositivos de compensación que presentan modelos ampliamente estudiados y aceptados, en el caso de las cargas no ocurre lo mismo, esto se debe principalmente a que las cargas presentan un comportamiento estocástico y altamente variable en el tiempo, lo que dificulta definir su modelo a partir de estructuras fijas.



**Fig. 4.4 :** Esquema de la red bajo estudio en la que nos indica la posición del capacitor.

**Fuente:** Autor.

Por otra parte, cabe recalcar que para estudios de flujos de potencia como el de nuestro caso basta realizar una representación fija de la carga.[31]

Los datos que se emplearon para el modelamiento de la carga se los resume en las tabla

**Tabla 4.9** Datos necesarios para el modelamiento de la carga.

EQUIVALENTE EN LA BARRA DE 69 KV DE LA S/E LOJA												
FALLA MONOFÁSICA												
Name	Ik"	Sk"	ip	Rk0, Re(Zk0)	Xk0, Im(Zk0)	Zk0, Magnitude	Rk1, Re(Zk1)	Xk1, Im(Zk1)	Zk1, Magnitude	Rk2, Re(Zk2)	Xk2, Im(Zk2)	Zk2, Magnitude
	kA	MVA	kA	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm
Loja 69 kV	3,035987	120,9451	6,832636	0,4945364	8,829699	8,843537	3,060474	16,98214	17,25571	3,056602	16,98189	17,25478

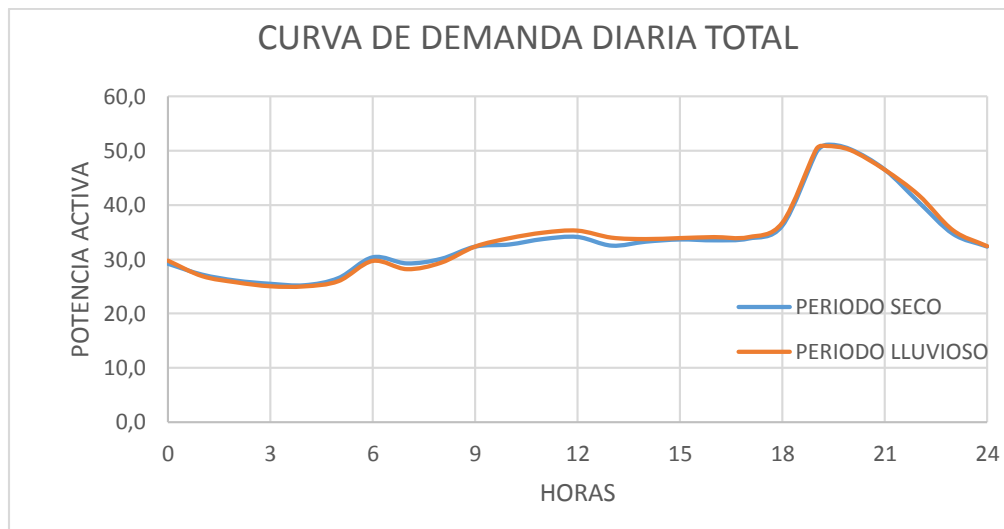
**Fuente:** Autor.

**Tabla4.10** Datos necesarios para el modelamiento de la carga.

EQUIVALENTE EN LA BARRA DE 69 KV DE LA S/E LOJA		
FALLA TRIFÁSICA		
Current	Sk"	ip
kA	MVA	kA
2,539501	303,4996	5,715271

**Fuente:** Autor.

La figura que se muestra a continuación visualiza la curva de demanda en la que se encuentra graficado el consumo en los dos períodos estacionales que posee el país.



**Fig. 4.5:** Curva de demanda período seco y lluvioso.

**Fuente:** Autor.



La carga servida por la E.E.R.S.S.A. se caracteriza por ser en su mayoría residencial y comercial, siendo la de tipo industrial mínima, lo cual se refleja en su curva del comportamiento de demanda, su mayor demanda se refleja en el horario pico de 6:00 pm hasta las 22:30 pm aproximadamente. [30].

La distribución de los clientes, según su sector o actividad se estima en los siguientes porcentajes:

**Tabla 4.11** Tipos de clientes presentes en el sistema de la EERSSA.

TIPO DE CLIENTES (CARGAS) PRESENTES EN EL SISTEMA DE LA EERSSA	
CLIENTES RESIDENCIALES	87%
CLIENTES COMERCIALES	8%
CLIENTES INDUSTRIALES	1%
OTROS	4%

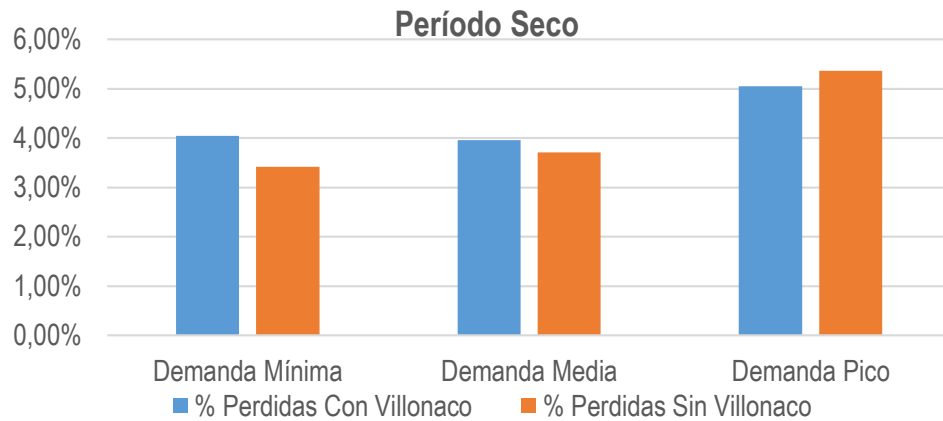
**Fuente:** Autor.



**Fig. 4.6:** Tipo de Cargas en el sistema EERSSA.

**Fuente:** Autor.





**Fig. 4.8:** Análisis gráfico de pérdidas totales en líneas de transmisión y subtransmisión.

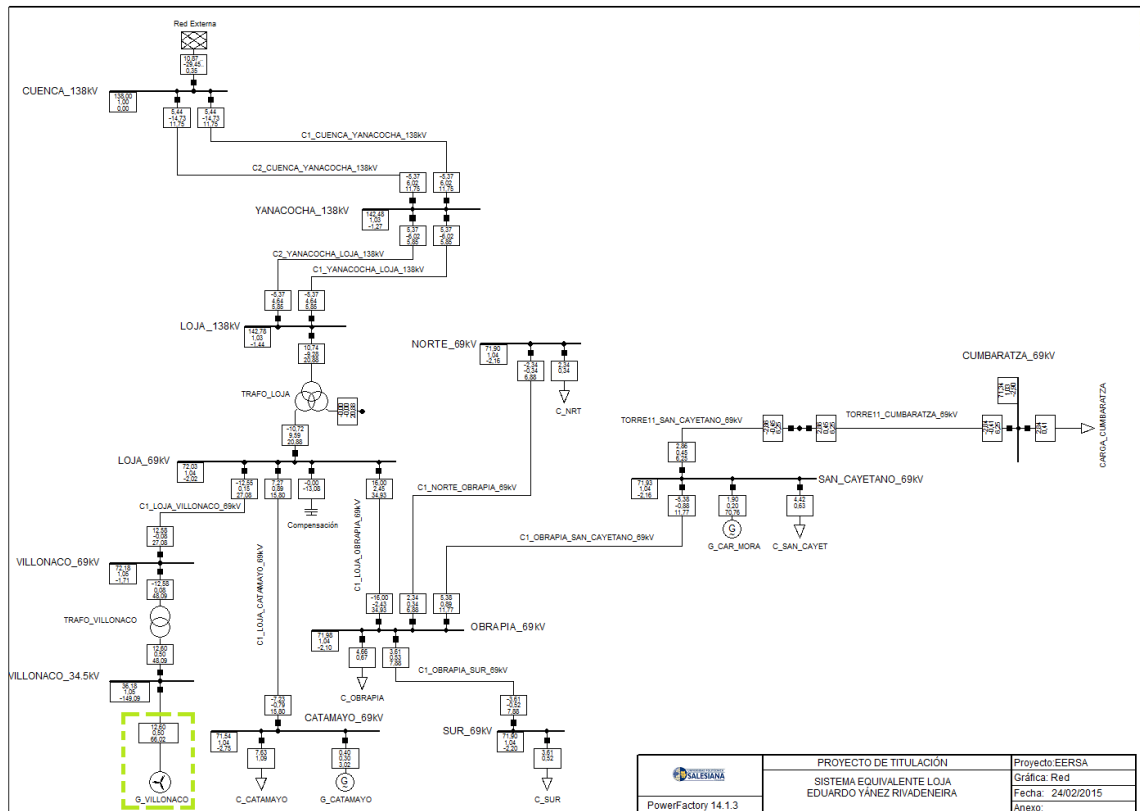
Fuente: Autor.

### 4.3 Modelación del Aerogenerador.

Un aerogenerador es un generador eléctrico movido por una turbina accionada por el viento (turbina eólica). En este caso, la energía eólica, en realidad la energía cinética del aire en movimiento, proporciona energía mecánica a un rotor tipo hélice que, a través de un sistema de transmisión mecánico, hace girar el rotor de un generador.

Los aerogeneradores de nuestro estudio se encuentran agrupados en un Parque Eólico, que se encuentran ubicado en la provincia de Loja a 4 km de su capital, en los altos del cerro Villonaco específicamente entre los cantones de Loja y Catamayo.

El parque eólico cuenta con 11 aerogeneradores con una potencia individual entre 1.3 a 1.8 MW, cada torre edificada tiene una altura de 102 metros desde la base hasta la punta, estos aerogeneradores tendrán una vida útil de 20 años aproximadamente.



**Fig. 4.9:** Esquema de posicionamiento del generador eólico Villonaco dentro del sistema de estudio.

**Fuente:** Autor.

El parque posee unidades generadoras con una potencia nominal de 16.5 mW a 620V y aportó las siguientes cantidades al Sistema Nacional Interconectado como se muestra en la tabla 4.27.

**Tabla 4.13** Pérdidas totales en el sistema en período seco

MWh	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	TOTAL
Año 2013	256	318	961	2,996	1,284	7,607	9,724	8,403	8,896	5,399	2,861	4,353	53,058
Año 2014	4,686	3,376	3,685	7,906	4,161	8,497	10,785	9,309	8,432	6,218	3,394	4,248	74,696

**Fuente:** Autor.

Cada unidad del parque generador se conecta a su respectivo transformador elevador de 620 V a 34.5 kV, el proyecto consiste en el sistema para transportar energía eléctrica desde el nivel de voltaje de 34.5 kV hacia las barras de la subestación Loja a 69 kV pasando por la subestación Villonaco.

Cabe mencionar que el parque sirve para abastecer el 25% del consumo de energía anual de la provincia de Loja, de igual manera cubre aproximadamente el 68.37% de la demanda en hora pico del cantón Loja y el 40% de la demanda del área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional del Sur.[32]

Los aerogeneradores para este flujo de potencia se los modela como un elemento estático PQ, es decir la potencia activa y reactiva es constante.

Para alimentar los datos de los generadores se toman datos de la tabla de despachos de generación siendo de principal utilidad los valores de demanda base, demanda media y demanda de punta como se muestra en la tabla 4.5.

**Tabla 4.14** Tabla de demanda total de generación en período lluvioso y seco.

HORA	PERÍODO LLUVIOSO						PERÍODO SECO					
	E.E.R.SUR				GENSUR		E.E.R.SUR				GENSUR	
	CARLOS MORA		CATAMAYO		VILLONACO		CARLOS MORA		CATAMAYO		VILLONACO	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
3:00	2,2	0,1	0	0	16,5	0	1,9	1,2	0,4	0,3	12,6	0,5
13:00	2,2	0,2	0	0	15,9	0	1,9	0,3	2,4	1	16,6	0,6
19:30	2,2	0,3	1,4	0,7	16,7	0	1,9	0,3	3,9	1,8	13	0,6

**Fuente:** Autor.

Los datos puntuales empleados para el modelamiento del aerogenerador Villonaco se detallan en la tabla 4.7.

**Tabla 4.15** Datos para el modelamiento del Generador Villonaco.

CENTRAL EÓLICA VILLONACO		
PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Potencia aparente nominal	16,5	MVA
Voltaje nominal	34,5	kV
Factor de potencia	0,8	INDUCTIVO
Tipo de barra	PQ	

**Fuente:** Autor.

#### **4.4 Definición de escenarios.**

Tomando como referencia el documento de CODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DE TARIFAS ELÉCTRICAS en su capítulo II, sección II cita en su Artículo 8: “*Se considerarán dos estaciones al año: estación lluviosa y estación seca. Los valores correspondientes a la estación lluviosa se aplicarán a los consumos de los meses de abril a septiembre y los correspondientes a la estación seca se aplicarán a los consumos de octubre a marzo. En cada una de las estaciones se considerarán los siguientes períodos horarios:*

- 1) **De punta:** Desde las 17h00 hasta las 22h00 de lunes a domingo,*
- 2) **De demanda media:** Desde las 7h00 hasta las 17h00 de lunes a viernes; y,*
- 3) **De base:** Las restantes horas de la semana.*

*Para los días festivos nacionales se considerarán horas de punta y base similares a las del día domingo.*

*Los escenarios bajo estudio comprenden los períodos climáticos seco y lluvioso, cada uno comprende los siguientes meses.*

##### ***Período climático seco.***

- *Octubre*
- *Noviembre*
- *Diciembre*
- *Enero*
- *Febrero*
- *Marzo*

##### ***Período climático lluvioso.***

- *Abril*
- *Mayo*
- *Junio*
- *Julio*
- *Agosto*

- *Septiembre*”

En base a estas disposiciones, para el estudio se consideran los siguientes escenarios que se muestran en la tabla 4.30.

**Tabla 4.16** Datos de despacho EERSSA.

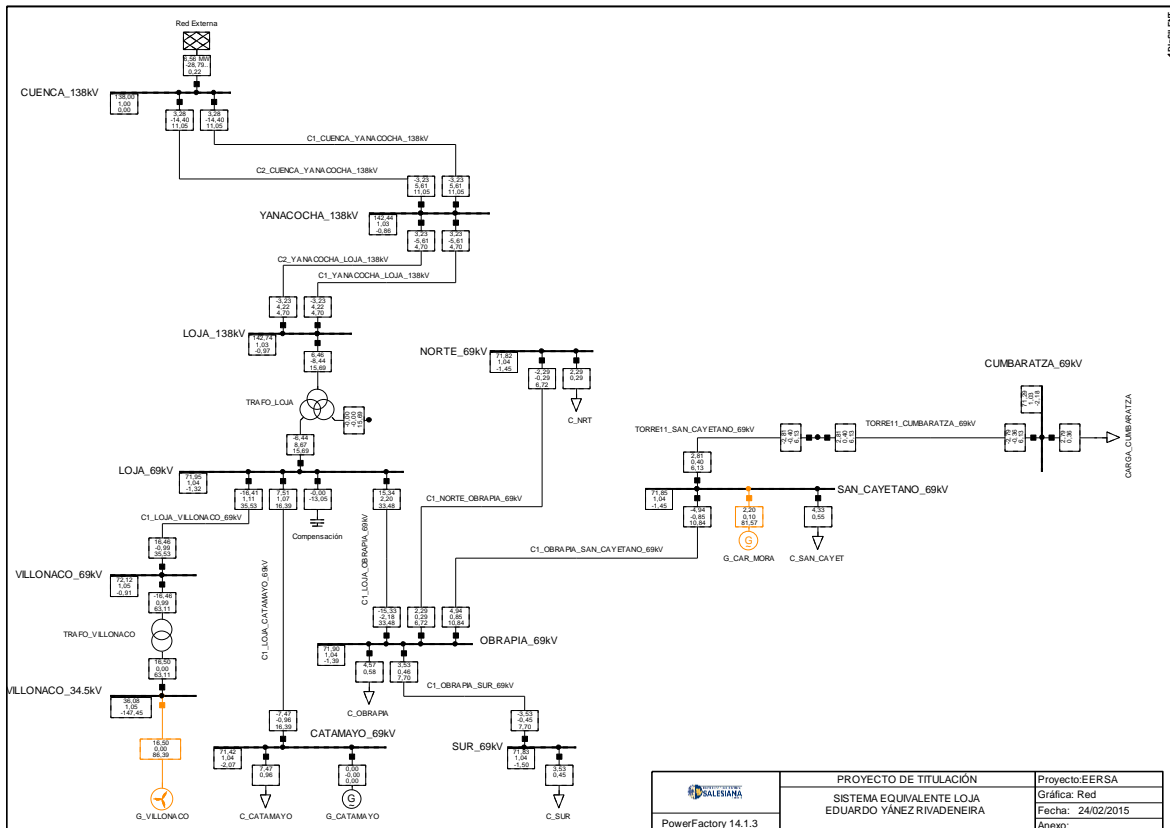
	PERIODO LLUVIOSO		PERIODO SECO			
Hora	E.E.R.SUR		E.E.R.SUR			
	TOTAL		TOTAL			
	ENTREGAS		ENTREGAS			
	MW	MVAR	MW	MVAR		
0:00:00	29,7	3,7	29,2	4,0	DEMANDA BASE	
1:00:00	26,9	3,6	27,2	3,9		
2:00:00	25,7	3,2	26,1	3,8		
3:00:00	25,0	3,2	25,5	3,7		
4:00:00	25,0	3,1	25,2	3,5		
5:00:00	25,9	3,1	26,6	3,5		
6:00:00	29,7	3,1	30,4	3,4		
7:00:00	28,1	2,8	29,3	3,4		
8:00:00	29,3	3,5	30,1	4,0		
9:00:00	32,3	5,2	32,3	5,2		
10:00:00	33,8	6,3	32,7	6,1		
11:00:00	34,9	6,7	33,7	6,5		
12:00:00	35,2	7,0	34,1	6,7	DEMANDA MEDIA	
13:00:00	34,0	6,4	32,5	6,1		
14:00:00	33,7	6,6	33,3	6,7		
15:00:00	33,9	6,5	33,7	6,6		
16:00:00	34,1	6,4	33,5	6,4		
17:00:00	34,0	5,9	33,8	6,4		
18:00:00	36,7	5,4	36,2	5,7		
19:00:00	50,3	6,5	49,7	6,8		
19:30:00	50,87	6,7	51,1	6,7		
20:00:00	50,1	6,6	50,2	6,6		
21:00:00	46,5	5,9	46,5	6,0		DEMANDA DE PUNTA
22:00:00	41,8	5,4	40,5	5,3		
23:00:00	35,3	4,5	34,7	4,7		
24:00	32,4	4,2	32,4	4,3		
TOTAL	895,15		890,50			

**Fuente:** Autor.

## 4.5 Desarrollo de simulaciones y análisis.

Los resultados de las simulaciones aplicadas a la red bajo estudio son las siguientes:

### 4.5.1 Escenario lluvioso Demanda Mínima.



**Fig. 4.10:** Escenario lluvioso Demanda Mínima con Generador Villonaco.

**Fuente:** Autor.



#### 4.5.1.1 Tablas de resultados del modelamiento aplicado a líneas de transmisión y sub transmisión escenario lluvioso a demanda mínima.

**Tabla 4.17** Pérdidas Escenario lluvioso a Demanda Mínima con el Generador de Villonaco.

Demanda Mínima - Periodo Lluvioso	CON VILLONACO		
	P. Entrada (MW)	P. Salida (MW)	% Perd.
C1_NORTE_OBRAPIA_69kV	-2,29	-2,29	0,10%
C1_LOJA_OBRAPIA_69kV	15,34	15,33	0,05%
C1_OBRAPIA_SUR_69kV	3,53	3,53	0,07%
C1_OBRAPIA_SAN_CAYETANO_69kV	4,94	4,94	0,05%
C2_YANACocha_LOJA_138kV	3,23	3,23	0,07%
C2_YANACocha_LOJA_138kV	3,23	3,23	0,07%
C1_LOJA_CATAMAYO_69kV	7,51	7,47	0,56%
TORRE11_SAN_CAYETANO_69kV	-2,81	-2,81	0,03%
C1_CUENCA_YANACocha_138kV	3,28	3,23	1,51%
C1_CUENCA_YANACocha_138kV	3,28	3,23	1,51%
C1_LOJA_VILLONACO_69kV	-16,41	-16,46	0,28%
TORRE11_CUMBARATZA_69kV	2,81	2,79	0,59%
TOTAL			4,89%

**Fuente:** Autor.

**Tabla 4.18** Pérdidas Escenario lluvioso a Demanda Mínima sin el Generador de Villonaco.

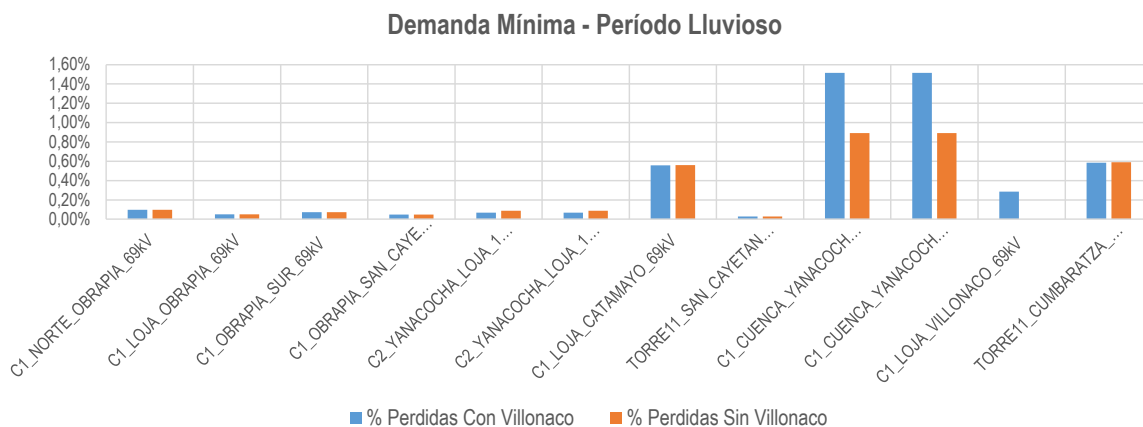
Demanda Mínima - Periodo Lluvioso	SIN VILLONACO		
	P. Entrada (MW)	P. Salida (MW)	% Perd.
C1_NORTE_OBRAPIA_69kV	-2,29	-2,29	0,10%
C1_LOJA_OBRAPIA_69kV	15,34	15,33	0,05%
C1_OBRAPIA_SUR_69kV	3,53	3,53	0,07%
C1_OBRAPIA_SAN_CAYETANO_69kV	4,94	4,94	0,05%
C2_YANACocha_LOJA_138kV	11,45	11,44	0,09%
C2_YANACocha_LOJA_138kV	11,45	11,44	0,09%
C1_LOJA_CATAMAYO_69kV	7,51	7,47	0,56%
TORRE11_SAN_CAYETANO_69kV	-2,81	-2,81	0,03%
C1_CUENCA_YANACocha_138kV	11,55	11,45	0,89%
C1_CUENCA_YANACocha_138kV	11,55	11,45	0,89%
C1_LOJA_VILLONACO_69kV	0,00	0,00	0,00%
TORRE11_CUMBARATZA_69kV	2,81	2,79	0,59%
TOTAL			3,41%

**Fuente:** Autor.

**Tabla 4.19** Comparación de pérdidas Escenario lluvioso a demanda mínima.

Demanda Mínima - Periodo Lluvioso	% Perdidas Con Villonaco	% Perdidas Sin Villonaco
C1_NORTE_OBRAPIA_69kV	0,10%	0,10%
C1_LOJA_OBRAPIA_69kV	0,05%	0,05%
C1_OBRAPIA_SUR_69kV	0,07%	0,07%
C1_OBRAPIA_SAN_CAYETANO_69kV	0,05%	0,05%
C2_YANACocha_LOJA_138kV	0,07%	0,09%
C2_YANACocha_LOJA_138kV	0,07%	0,09%
C1_LOJA_CATAMAYO_69kV	0,56%	0,56%
TORRE11_SAN_CAYETANO_69kV	0,03%	0,03%
C1_CUENCA_YANACocha_138kV	1,51%	0,89%
C1_CUENCA_YANACocha_138kV	1,51%	0,89%
C1_LOJA_VILLONACO_69kV	0,28%	0,00%
TORRE11_CUMBARATZA_69kV	0,59%	0,59%
TOTAL	4,89%	3,41%

**Fuente:** Autor.

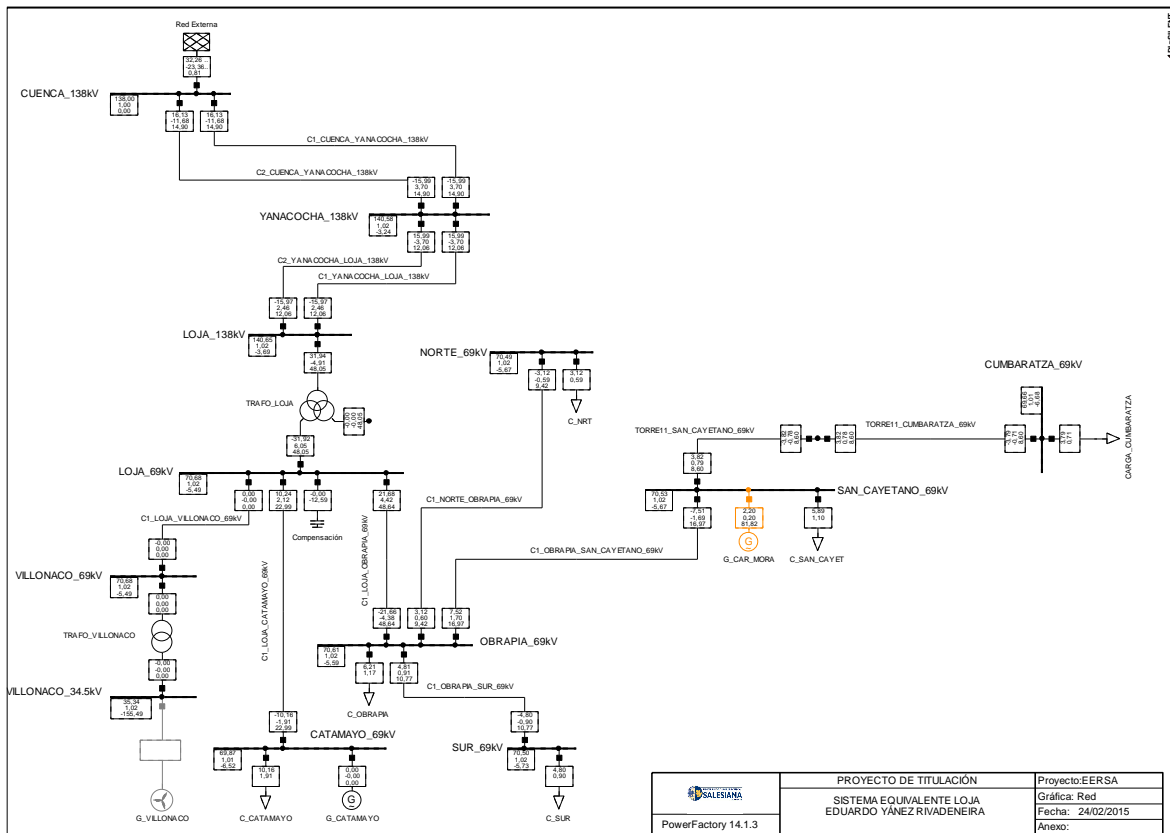


**Fig. 4.11:** Análisis gráfico comparativo escenario lluvioso Demanda Mínima con el Generador Villonaco.

**Fuente:** Autor.

El mayor Porcentaje de pérdidas encontrado en el escenario lluvioso a demanda mínima en el sistema de líneas de transmisión y subtransmisión se manifiesta al encontrarse en funcionamiento el generador de Villonaco.

## 4.5.2 Escenario lluvioso Demanda Media.



**Fig. 4.12:** Escenario lluvioso Demanda Media sin Generador Villonaco.

**Fuente:** Autor.

### 4.5.2.1 Tablas de resultados del modelamiento aplicado a líneas de transmisión y sub transmisión escenario lluvioso a demanda media.

**Tabla 4.20** Pérdidas Escenario lluvioso a Demanda Media con el Generador de Villonaco.

Demanda Media - Periodo Lluvioso	CON VILLONACO		
	P. Entrada (MW)	P. Salida (MW)	% Perd.
C1_NORTE_OBRAPIA_69kV	-3,12	-3,12	0,14%
C1_LOJA_OBRAPIA_69kV	21,67	21,66	0,07%
C1_OBRAPIA_SUR_69kV	4,81	4,80	0,10%
C1_OBRAPIA_SAN_CAYETANO_69kV	7,52	7,51	0,08%
C2_YANACOCOA_LOJA_138kV	8,06	8,06	0,06%
C2_YANACOCOA_LOJA_138kV	8,06	8,06	0,06%
C1_LOJA_CATAMAYO_69kV	10,24	10,16	0,80%
TORRE11_SAN_CAYETANO_69kV	-3,82	-3,82	0,04%
C1_CUENCA_YANACOCOA_138kV	8,12	8,06	0,72%
C1_CUENCA_YANACOCOA_138kV	8,12	8,06	0,72%
C1_LOJA_VILLONACO_69kV	-15,82	-15,86	0,28%
TORRE11_CUMBARATZA_69kV	3,82	3,79	0,84%
TOTAL			3,90%

**Fuente:** Autor.

**Tabla 4.21** Pérdidas Escenario lluvioso a Demanda Media sin el Generador de Villonaco.

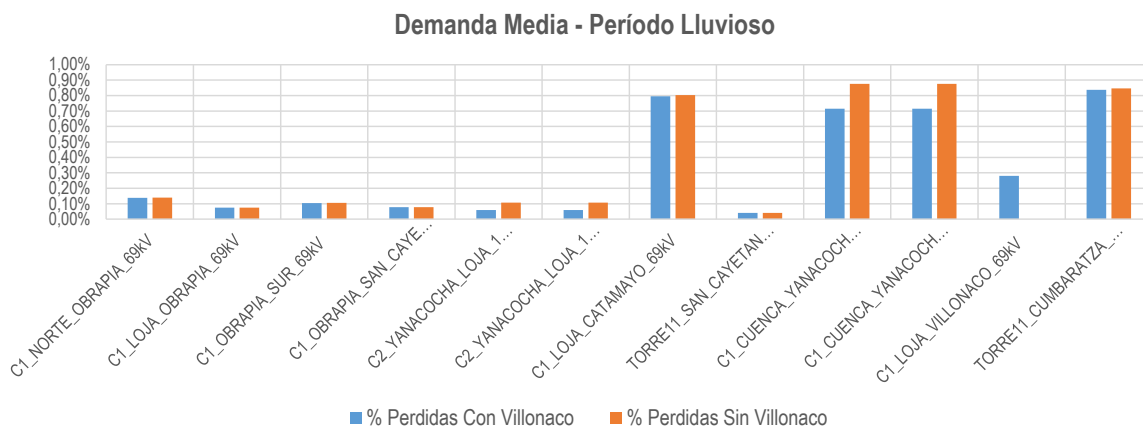
Demanda Media - Período Lluvioso	SIN VILLONACO		
	P. Entrada (MW)	P. Salida (MW)	% Perd.
C1_NORTE_OBRAPIA_69kV	-3,12	-3,12	0,14%
C1_LOJA_OBRAPIA_69kV	21,68	21,66	0,07%
C1_OBRAPIA_SUR_69kV	4,81	4,80	0,11%
C1_OBRAPIA_SAN_CAYETANO_69kV	7,52	7,51	0,08%
C2_YANACocha_LOJA_138kV	15,99	15,97	0,11%
C2_YANACocha_LOJA_138kV	15,99	15,97	0,11%
C1_LOJA_CATAMAYO_69kV	10,24	10,16	0,80%
TORRE11_SAN_CAYETANO_69kV	-3,82	-3,82	0,04%
C1_CUENCA_YANACocha_138kV	16,13	15,99	0,88%
C1_CUENCA_YANACocha_138kV	16,13	15,99	0,88%
C1_LOJA_VILLONACO_69kV	0,00	0,00	0,00%
TORRE11_CUMBARATZA_69kV	3,82	3,79	0,85%
TOTAL			4,05%

**Fuente:** Autor.

**Tabla 4.22** Comparación de pérdidas Escenario lluvioso a demanda media.

Demanda Media - Período Lluvioso	% Perdidas Con Villonaco	% Perdidas Sin Villonaco
C1_NORTE_OBRAPIA_69kV	0,14%	0,14%
C1_LOJA_OBRAPIA_69kV	0,07%	0,07%
C1_OBRAPIA_SUR_69kV	0,10%	0,11%
C1_OBRAPIA_SAN_CAYETANO_69kV	0,08%	0,08%
C2_YANACocha_LOJA_138kV	0,06%	0,11%
C2_YANACocha_LOJA_138kV	0,06%	0,11%
C1_LOJA_CATAMAYO_69kV	0,80%	0,80%
TORRE11_SAN_CAYETANO_69kV	0,04%	0,04%
C1_CUENCA_YANACocha_138kV	0,72%	0,88%
C1_CUENCA_YANACocha_138kV	0,72%	0,88%
C1_LOJA_VILLONACO_69kV	0,28%	0,00%
TORRE11_CUMBARATZA_69kV	0,84%	0,85%
TOTAL	3,90%	4,05%

**Fuente:** Autor.

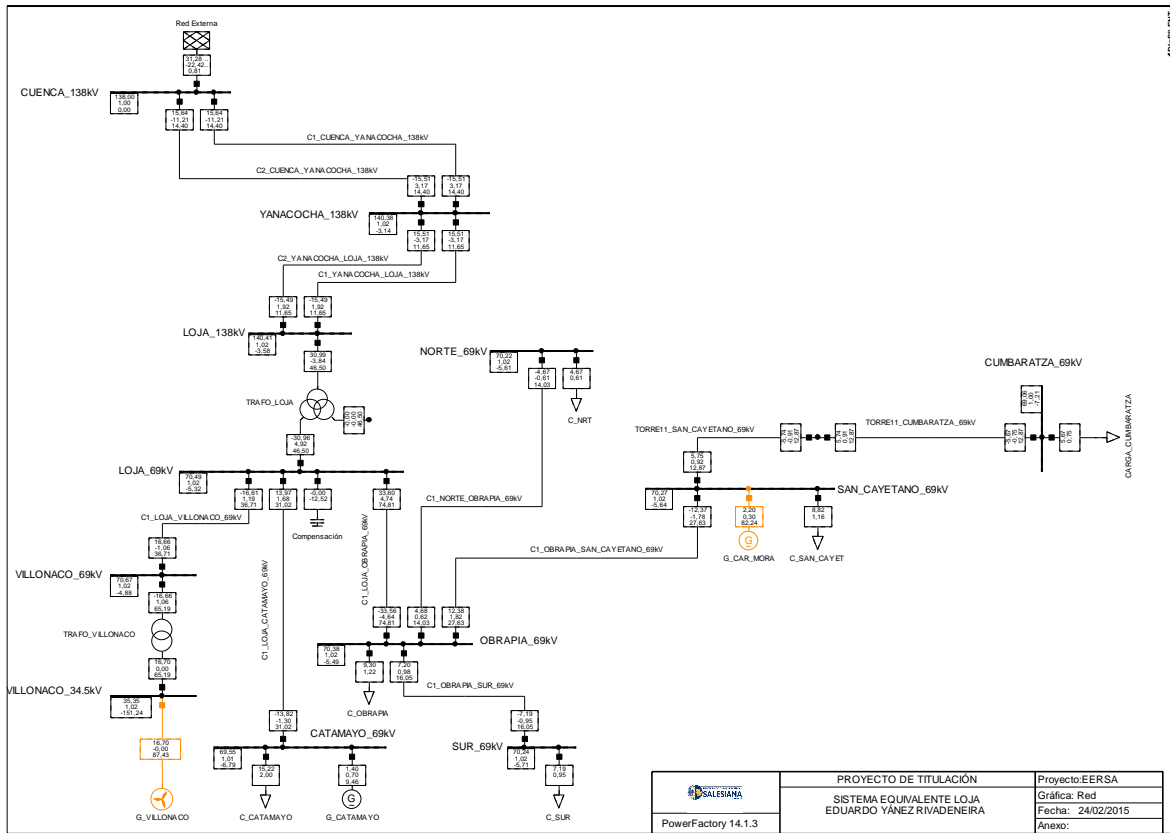


**Fig. 4.13:** Análisis gráfico comparativo Escenario lluvioso Demanda Media.

**Fuente:** Autor.

El mayor Porcentaje de pérdidas encontrado en el escenario lluvioso a demanda media en el sistema de líneas de transmisión y subtransmisión se manifiesta al encontrarse fuera de servicio el generador de Villonaco y el mayor porcentaje se encuentra en la línea Cuenca Yanacocha.

### 4.5.3 Escenario lluvioso Demanda Pico.



**Fig. 4.14:** Escenario lluvioso Demanda Máxima con Generador Villonaco.

**Fuente:** Autor.

#### 4.5.3.1 Tablas de resultados del modelamiento aplicado a líneas de transmisión y sub transmisión escenario lluvioso a Demanda Pico.

**Tabla 4.23** Pérdidas Escenario lluvioso a Demanda pico con el Generador de Villonaco.

Demanda Pico - Período Lluvioso	CON VILLONACO		
	P. Entrada (MW)	P. Salida (MW)	% Perd.
C1_NORTE_OBRAPIA_69kV	-4,67	-4,68	0,21%
C1_LOJA_OBRAPIA_69kV	33,60	33,56	0,11%
C1_OBRAPIA_SUR_69kV	7,20	7,19	0,16%
C1_OBRAPIA_SAN_CAYETANO_69kV	12,38	12,37	0,13%
C2_YANACOCOA_LOJA_138kV	15,51	15,49	0,10%
C2_YANACOCOA_LOJA_138kV	15,51	15,49	0,10%
C1_LOJA_CATAMAYO_69kV	13,97	13,82	1,07%
TORRE11_SAN_CAYETANO_69kV	-5,74	-5,75	0,06%
C1_CUENCA_YANACOCOA_138kV	15,64	15,51	0,84%
C1_CUENCA_YANACOCOA_138kV	15,64	15,51	0,84%
C1_LOJA_VILLONACO_69kV	-16,61	-16,66	0,30%
TORRE11_CUMBARATZA_69kV	5,74	5,67	1,26%
TOTAL			5,18%

**Fuente:** Autor.

**Tabla 4.24** Pérdidas Escenario lluvioso a Demanda Pico sin el Generador de Villonaco.

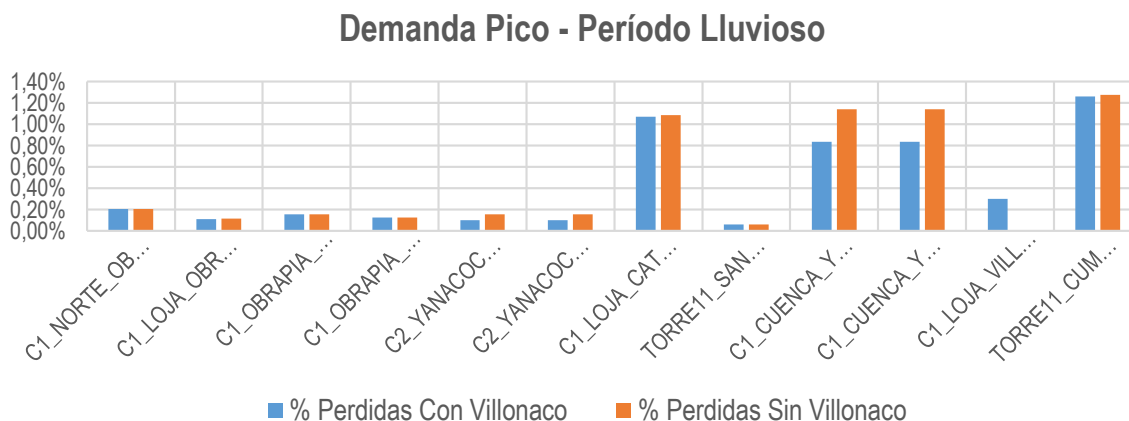
Demanda Pico - Período Lluvioso	SIN VILLONACO		
	P. Entrada (MW)	P. Salida (MW)	% Perd.
C1_NORTE_OBRAPIA_69kV	-4,67	-4,68	0,21%
C1_LOJA_OBRAPIA_69kV	33,60	33,56	0,12%
C1_OBRAPIA_SUR_69kV	7,20	7,19	0,16%
C1_OBRAPIA_SAN_CAYETANO_69kV	12,38	12,37	0,13%
C2_YANACocha_LOJA_138kV	23,84	23,81	0,16%
C2_YANACocha_LOJA_138kV	23,84	23,81	0,16%
C1_LOJA_CATAMAYO_69kV	13,97	13,82	1,09%
TORRE11_SAN_CAYETANO_69kV	-5,74	-5,75	0,06%
C1_CUENCA_YANACocha_138kV	24,12	23,84	1,14%
C1_CUENCA_YANACocha_138kV	24,12	23,84	1,14%
C1_LOJA_VILLONACO_69kV	0,00	0,00	0,00%
TORRE11_CUMBARATZA_69kV	5,74	5,67	1,28%
TOTAL			5,64%

**Fuente:** Autor.

**Tabla 4.25** Comparación de pérdidas Escenario lluvioso a demanda pico.

Demanda Pico - Período Lluvioso	% Perdidas Con Villonaco	% Perdidas Sin Villonaco
C1_NORTE_OBRAPIA_69kV	0,21%	0,21%
C1_LOJA_OBRAPIA_69kV	0,11%	0,12%
C1_OBRAPIA_SUR_69kV	0,16%	0,16%
C1_OBRAPIA_SAN_CAYETANO_69kV	0,13%	0,13%
C2_YANACocha_LOJA_138kV	0,10%	0,16%
C2_YANACocha_LOJA_138kV	0,10%	0,16%
C1_LOJA_CATAMAYO_69kV	1,07%	1,09%
TORRE11_SAN_CAYETANO_69kV	0,06%	0,06%
C1_CUENCA_YANACocha_138kV	0,84%	1,14%
C1_CUENCA_YANACocha_138kV	0,84%	1,14%
C1_LOJA_VILLONACO_69kV	0,30%	0,00%
TORRE11_CUMBARATZA_69kV	1,26%	1,28%
TOTAL	5,18%	5,64%

**Fuente:** Autor.



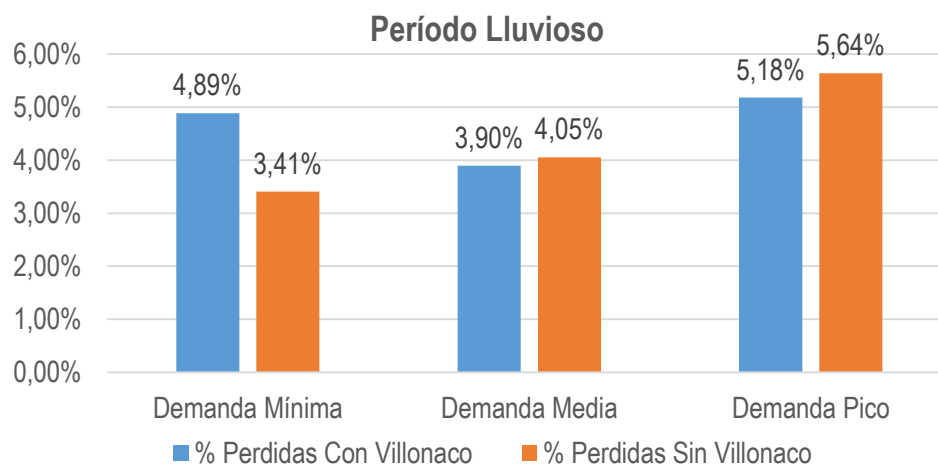
**Fig. 4.15:** Análisis gráfico comparativo Escenario lluvioso Demanda Pico.

**Fuente:** Autor.

Tabla 4.26 Comparación de pérdidas del sistema período lluvioso.

% Pérdidas del Sistema - Período Lluvioso	% Perdidas Con Villonaco	% Perdidas Sin Villonaco	Potencia Sistema (MW)	Perdidas Con Villonaco (MW)	Perdidas Sin Villonaco (MW)
Demanda Mínima	4,89%	3,41%	25,00	1,22	0,85
Demanda Media	3,90%	4,05%	34,00	1,33	1,38
Demanda Pico	5,18%	5,64%	50,87	2,64	2,87

## RESUMEN DEL ESCENARIO LLUVIOSO



**Fig. 4.16:** Análisis gráfico comparativo Escenario lluvioso Demanda Pico.

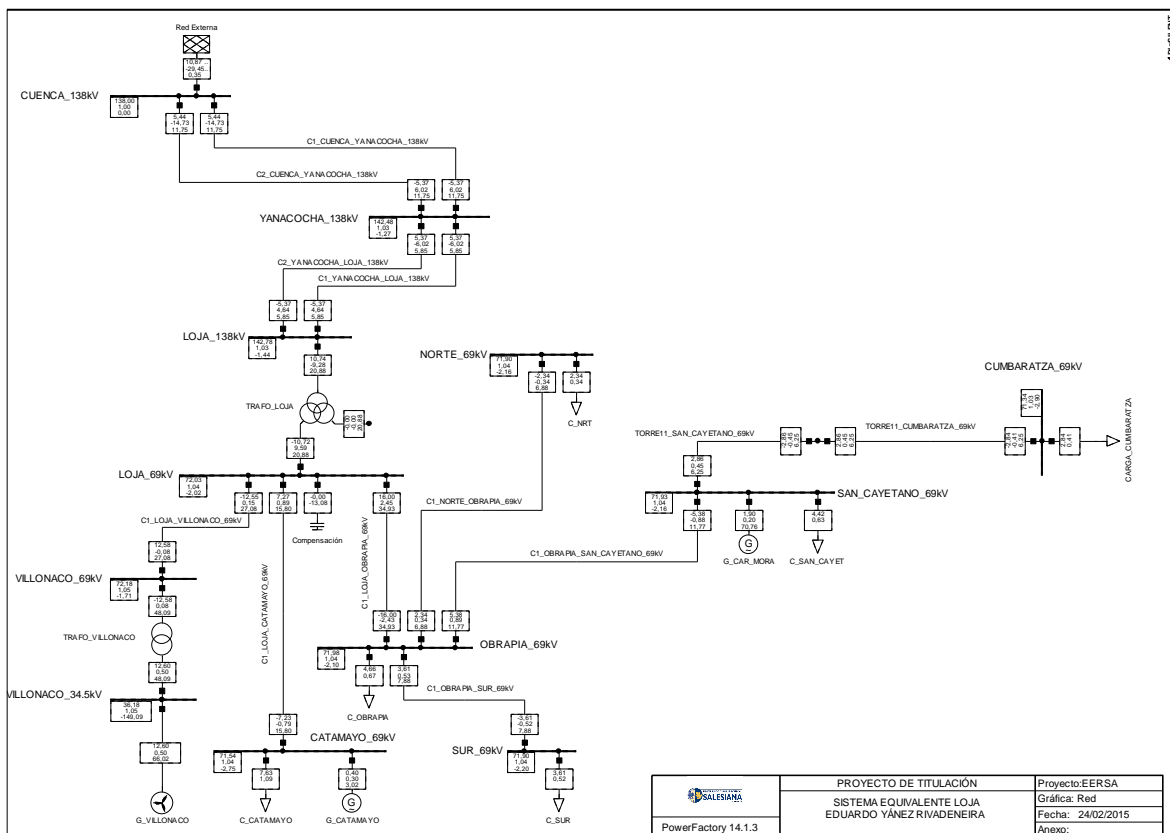
**Fuente:** Autor.

Analizando estos resultados se concluye que en demanda mínima las pérdidas del sistema eléctrico de distribución se incrementan porcentualmente con la presencia de la generación eólica. En demanda media es casi indiferente la presencia de Villonaco y en demanda pico las pérdidas porcentuales son menores cuando opera la generación eólica.

El comportamiento del sistema en demanda mínima se justifica debido a su topología y a la gran impedancia de la línea Cuenca Yanacocha, ante un flujo de potencia pequeño (para la simulación 3.28 MW por cada línea).

### 4.5.4 Escenario seco Demanda Mínima.





**Fig. 4.17:** Escenario seco Demanda Mínima con Generador Villonaco.

**Fuente:** Autor.

#### 4.5.4.1 Tablas de resultados del modelamiento aplicado a líneas de transmisión y sub transmisión escenario seco a Demanda Mínima.

**Tabla 4.27** Pérdidas Escenario seco a Demanda Mínima con el Generador de Villonaco.

Demanda Mínima - Período Seco	CON VILLONACO		
	P. Entrada (MW)	P. Salida (MW)	% Perd.
C1_NORTE_OBRAPIA_69kV	-2,34	-2,34	0,10%
C1_LOJA_OBRAPIA_69kV	16,00	16,00	0,05%
C1_OBRAPIA_SUR_69kV	3,61	3,61	0,08%
C1_OBRAPIA_SAN_CAYETANO_69kV	5,38	5,38	0,05%
C2_YANACOCCHA_LOJA_138kV	5,37	5,37	0,07%
C2_YANACOCCHA_LOJA_138kV	5,37	5,37	0,07%
C1_LOJA_CATAMAYO_69kV	7,27	7,23	0,53%
TORRE11_SAN_CAYETANO_69kV	-2,86	-2,86	0,03%
C1_CUENCA_YANACOCCHA_138kV	5,44	5,37	1,13%
C1_CUENCA_YANACOCCHA_138kV	5,44	5,37	1,13%
C1_LOJA_VILLONACO_69kV	-12,55	-12,58	0,22%
TORRE11_CUMBARATZA_69kV	2,86	2,84	0,60%
TOTAL			4,04%

**Fuente:** Autor.

**Tabla 4.28** Pérdidas Escenario seco a Demanda Mínima sin el Generador de Villonaco.

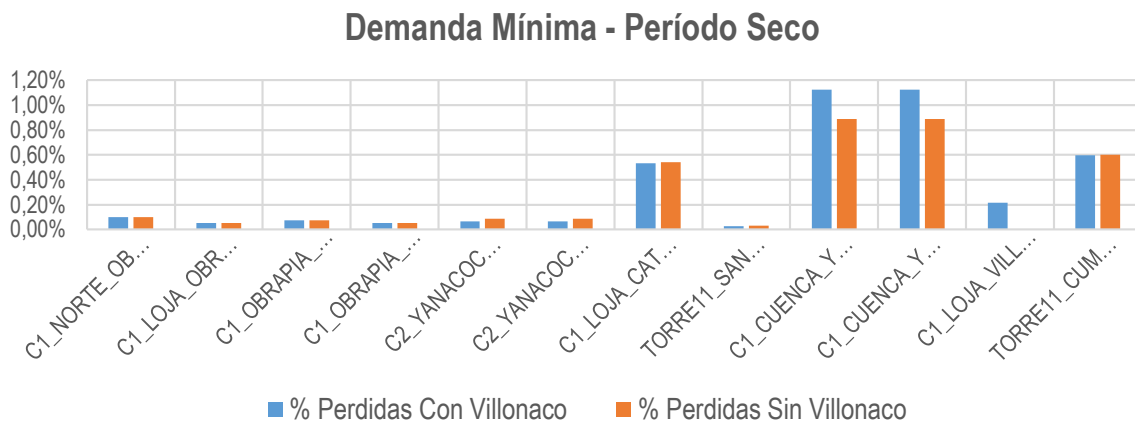
Demanda Mínima - Período Seco	SIN VILLONACO		
	P. Entrada (MW)	P. Salida (MW)	% Perd.
C1_NORTE_OBRAPIA_69kV	-2,34	-2,34	0,10%
C1_LOJA_OBRAPIA_69kV	16,00	16,00	0,05%
C1_OBRAPIA_SUR_69kV	3,61	3,61	0,08%
C1_OBRAPIA_SAN_CAYETANO_69kV	5,38	5,38	0,05%
C2_YANACocha_LOJA_138kV	11,66	11,65	0,09%
C2_YANACocha_LOJA_138kV	11,66	11,65	0,09%
C1_LOJA_CATAMAYO_69kV	7,27	7,23	0,54%
TORRE11_SAN_CAYETANO_69kV	-2,86	-2,86	0,03%
C1_CUENCA_YANACocha_138kV	11,76	11,66	0,89%
C1_CUENCA_YANACocha_138kV	11,76	11,66	0,89%
C1_LOJA_VILLONACO_69kV	0,00	0,00	0,00%
TORRE11_CUMBARATZA_69kV	2,86	2,84	0,60%
TOTAL			3,41%

**Fuente:** Autor

**Tabla 4.29** Comparación de pérdidas Escenario Seco a demanda mínima.

Demanda Mínima - Período Seco	% Pérdidas Con Villonaco	% Pérdidas Sin Villonaco
C1_NORTE_OBRAPIA_69kV	0,10%	0,10%
C1_LOJA_OBRAPIA_69kV	0,05%	0,05%
C1_OBRAPIA_SUR_69kV	0,08%	0,08%
C1_OBRAPIA_SAN_CAYETANO_69kV	0,05%	0,05%
C2_YANACocha_LOJA_138kV	0,07%	0,09%
C2_YANACocha_LOJA_138kV	0,07%	0,09%
C1_LOJA_CATAMAYO_69kV	0,53%	0,54%
TORRE11_SAN_CAYETANO_69kV	0,03%	0,03%
C1_CUENCA_YANACocha_138kV	1,13%	0,89%
C1_CUENCA_YANACocha_138kV	1,13%	0,89%
C1_LOJA_VILLONACO_69kV	0,22%	0,00%
TORRE11_CUMBARATZA_69kV	0,60%	0,60%
TOTAL	4,04%	3,41%

**Fuente:** Autor.

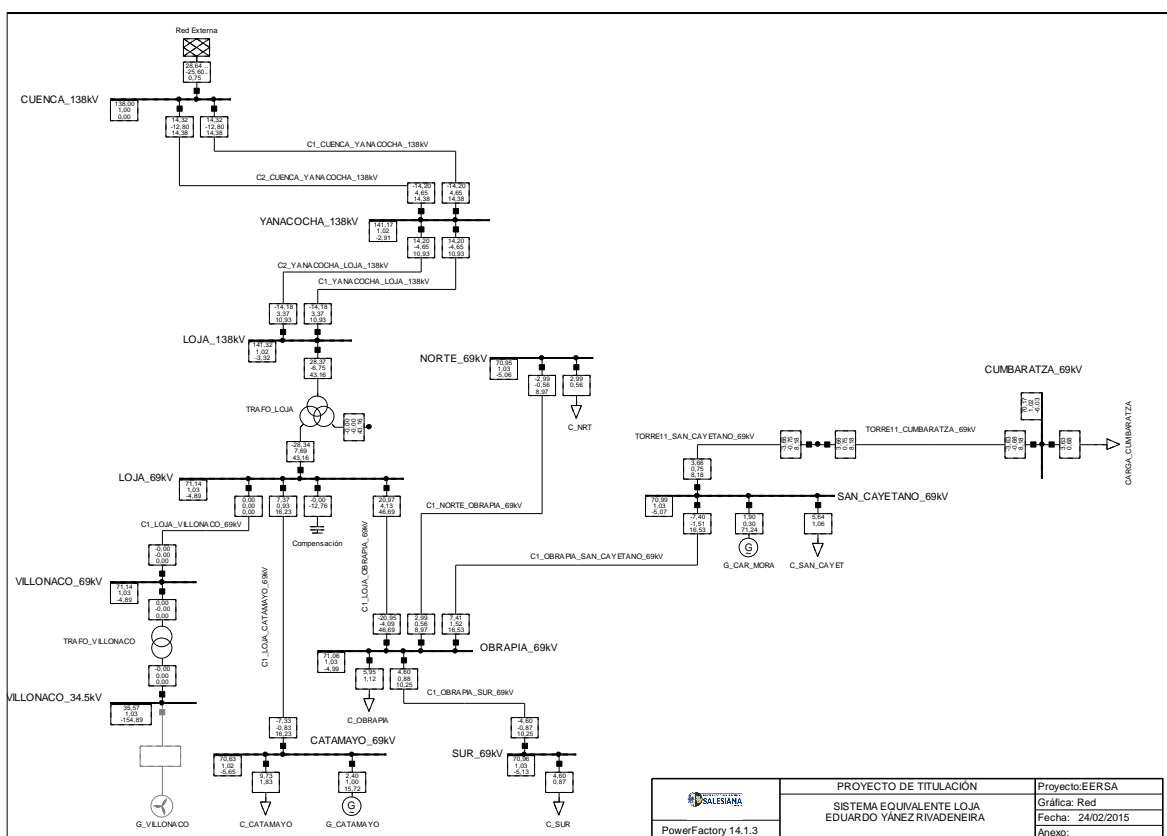


**Fig. 4.18:** Análisis gráfico comparativo Escenario Seco Demanda Mínima.

**Fuente:** Autor.

El mayor Porcentaje de pérdidas encontrado en el escenario seco a demanda mínima en el sistema de líneas de transmisión y subtransmisión se manifiesta en las líneas Cuenca Yanacocha, en la cual la entrada en servicio del Generador de Villonaco aumenta las pérdidas en las líneas antes mencionadas.

#### 4.5.5 Escenario seco Demanda Media.



**Fig. 4.19:** Análisis gráfico comparativo Escenario Seco Demanda Mínima.

**Fuente:** Autor.

#### 4.5.5.1 Tablas de resultados del modelamiento aplicado a líneas de transmisión y sub transmisión escenario seco a Demanda Media.

**Tabla 4.30** Pérdidas Escenario seco a Demanda Media con el Generador de Villonaco.

Demanda Media - Periodo Seco	CON VILLONACO		
	P. Entrada (MW)	P. Salida (MW)	% Perd.
C1_NORTE_OBRAPIA_69kV	-2,99	-2,99	0,13%
C1_LOJA_OBRAPIA_69kV	20,97	20,95	0,07%
C1_OBRAPIA_SUR_69kV	4,60	4,60	0,10%
C1_OBRAPIA_SAN_CAYETANO_69kV	7,41	7,40	0,07%
C2_YANACOCOA_LOJA_138kV	5,93	5,92	0,06%
C2_YANACOCOA_LOJA_138kV	5,93	5,92	0,06%
C1_LOJA_CATAMAYO_69kV	7,37	7,33	0,55%
TORRE11_SAN_CAYETANO_69kV	-3,66	-3,66	0,04%
C1_CUENCA_YANACOCOA_138kV	5,98	5,93	0,90%
C1_CUENCA_YANACOCOA_138kV	5,98	5,93	0,90%
C1_LOJA_VILLONACO_69kV	-16,51	-16,56	0,29%
TORRE11_CUMBARATZA_69kV	3,66	3,63	0,79%
TOTAL			3,96%

**Fuente:** Autor.

**Tabla 4.31** Pérdidas Escenario seco a Demanda Media sin el Generador de Villonaco.

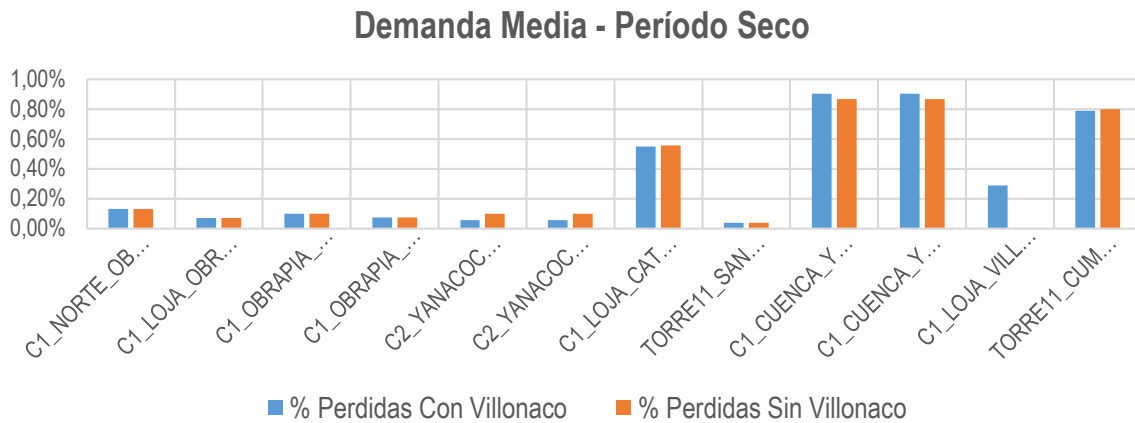
Demanda Media - Periodo Seco	SIN VILLONACO		
	P. Entrada (MW)	P. Salida (MW)	% Perd.
C1_NORTE_OBRAPIA_69kV	-2,99	-2,99	0,13%
C1_LOJA_OBRAPIA_69kV	20,97	20,95	0,07%
C1_OBRAPIA_SUR_69kV	4,60	4,60	0,10%
C1_OBRAPIA_SAN_CAYETANO_69kV	7,41	7,40	0,08%
C2_YANACOCOA_LOJA_138kV	14,20	14,18	0,10%
C2_YANACOCOA_LOJA_138kV	14,20	14,18	0,10%
C1_LOJA_CATAMAYO_69kV	7,37	7,33	0,56%
TORRE11_SAN_CAYETANO_69kV	-3,66	-3,66	0,04%
C1_CUENCA_YANACOCOA_138kV	14,32	14,20	0,87%
C1_CUENCA_YANACOCOA_138kV	14,32	14,20	0,87%
C1_LOJA_VILLONACO_69kV	0,00	0,00	0,00%
TORRE11_CUMBARATZA_69kV	3,66	3,63	0,80%
TOTAL			3,70%

**Fuente:** Autor.

**Tabla 4.32** Comparación de pérdidas Escenario Seco a demanda media.

Demanda Media - Periodo Seco	% Perdidas Con Villonaco	% Perdidas Sin Villonaco
C1_NORTE_OBRAPIA_69kV	0,13%	0,13%
C1_LOJA_OBRAPIA_69kV	0,07%	0,07%
C1_OBRAPIA_SUR_69kV	0,10%	0,10%
C1_OBRAPIA_SAN_CAYETANO_69kV	0,07%	0,08%
C2_YANACOCOA_LOJA_138kV	0,06%	0,10%
C2_YANACOCOA_LOJA_138kV	0,06%	0,10%
C1_LOJA_CATAMAYO_69kV	0,55%	0,56%
TORRE11_SAN_CAYETANO_69kV	0,04%	0,04%
C1_CUENCA_YANACOCOA_138kV	0,90%	0,87%
C1_CUENCA_YANACOCOA_138kV	0,90%	0,87%
C1_LOJA_VILLONACO_69kV	0,29%	0,00%
TORRE11_CUMBARATZA_69kV	0,79%	0,80%
TOTAL	3,96%	3,70%

**Fuente:** Autor.

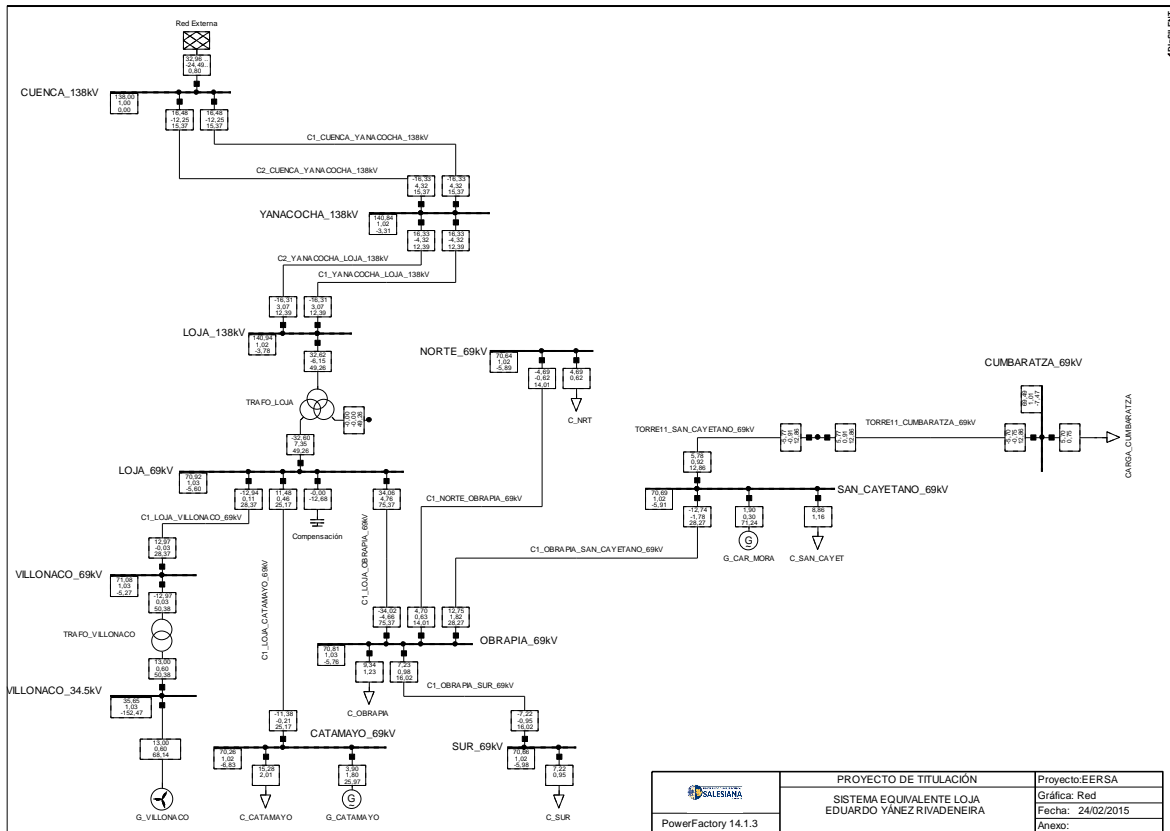


**Fig. 4.20:** Análisis gráfico comparativo Escenario Seco Demanda Media.

**Fuente:** Autor

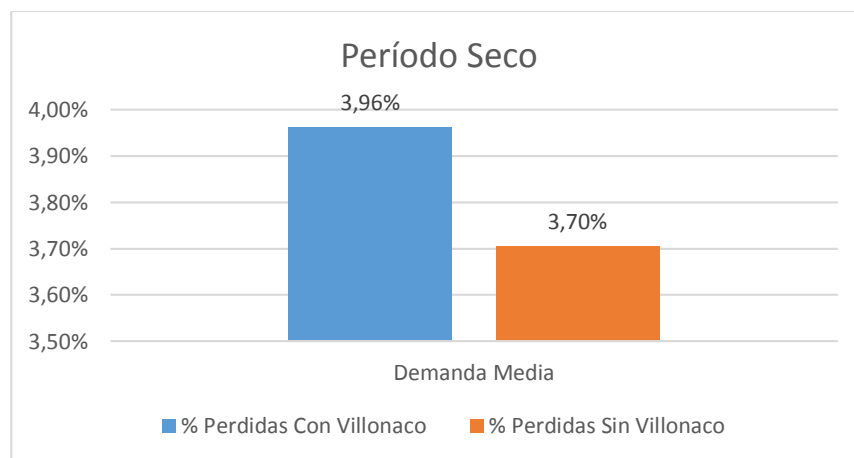
El mayor Porcentaje de pérdidas encontrado en el escenario seco a demanda media en el sistema de líneas de transmisión y subtransmisión se manifiesta en las líneas Cuenca Yanacocha, en la cual la entrada en servicio del Generador de Villonaco aumenta las pérdidas en las líneas antes mencionadas, pero cuando el Generador Villonaco sale de servicio estas pérdidas se reducen en un margen muy escaso.

## 4.5.6 Escenario seco Demanda pico.



**Fig. 4.21:** Análisis gráfico comparativo Escenario Seco Demanda Media.

**Fuente:** Autor.



**Fig. 4.22:** Análisis gráfico comparativo Escenario Seco Demanda Media.

**Fuente:** Autor.

#### 4.5.6.1 Tablas de resultados del modelamiento aplicado a líneas de transmisión y sub transmisión escenario seco a Demanda Pico.

**Tabla 4.33** Pérdidas Escenario seco a Demanda Pico con el Generador de Villonaco.

Demanda Pico - Periodo Seco	CON VILLONACO		
	P. Entrada (MW)	P. Salida (MW)	% Perd.
C1_NORTE_OBRAPIA_69kV	-4,69	-4,70	0,20%
C1_LOJA_OBRAPIA_69kV	34,06	34,02	0,11%
C1_OBRAPIA_SUR_69kV	7,23	7,22	0,16%
C1_OBRAPIA_SAN_CAYETANO_69kV	12,75	12,74	0,13%
C2_YANACOCHA_LOJA_138kV	16,33	16,31	0,11%
C2_YANACOCHA_LOJA_138kV	16,33	16,31	0,11%
C1_LOJA_CATAMAYO_69kV	11,48	11,38	0,86%
TORRE11_SAN_CAYETANO_69kV	-5,77	-5,78	0,06%
C1_CUENCA_YANACOCHA_138kV	16,48	16,33	0,91%
C1_CUENCA_YANACOCHA_138kV	16,48	16,33	0,91%
C1_LOJA_VILLONACO_69kV	-12,94	-12,97	0,23%
TORRE11_CUMBARATZA_69kV	5,77	5,70	1,25%
TOTAL			5,05%

**Fuente:** Autor.

**Tabla 4.34** Pérdidas Escenario seco a Demanda Pico sin el Generador de Villonaco.

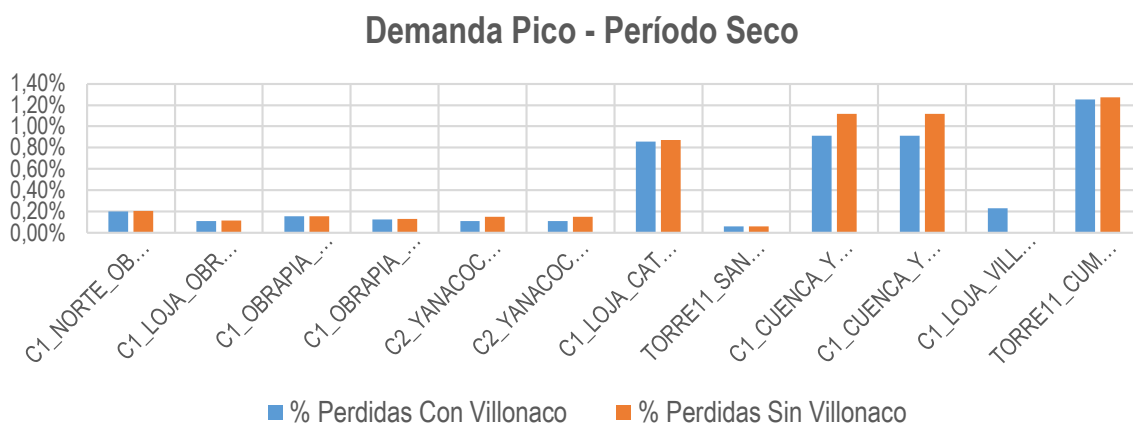
Demanda Pico - Periodo Seco	SIN VILLONACO		
	P. Entrada (MW)	P. Salida (MW)	% Perd.
C1_NORTE_OBRAPIA_69kV	-4,69	-4,70	0,21%
C1_LOJA_OBRAPIA_69kV	34,06	34,02	0,12%
C1_OBRAPIA_SUR_69kV	7,23	7,22	0,16%
C1_OBRAPIA_SAN_CAYETANO_69kV	12,75	12,74	0,13%
C2_YANACOCHA_LOJA_138kV	22,83	22,79	0,15%
C2_YANACOCHA_LOJA_138kV	22,83	22,79	0,15%
C1_LOJA_CATAMAYO_69kV	11,48	11,38	0,87%
TORRE11_SAN_CAYETANO_69kV	-5,77	-5,78	0,06%
C1_CUENCA_YANACOCHA_138kV	23,08	22,83	1,12%
C1_CUENCA_YANACOCHA_138kV	23,08	22,83	1,12%
C1_LOJA_VILLONACO_69kV	0,00	0,00	0,00%
TORRE11_CUMBARATZA_69kV	5,77	5,70	1,27%
TOTAL			5,36%

**Fuente:** Autor.

**Tabla 4.35** Comparación de pérdidas Escenario Seco a demanda pico.

Demanda Pico - Período Seco	% Pérdidas Con Villonaco	% Pérdidas Sin Villonaco
C1_NORTE_OBRAPIA_69kV	0,20%	0,21%
C1_LOJA_OBRAPIA_69kV	0,11%	0,12%
C1_OBRAPIA_SUR_69kV	0,16%	0,16%
C1_OBRAPIA_SAN_CAYETANO_69kV	0,13%	0,13%
C2_YANACOCHA_LOJA_138kV	0,11%	0,15%
C2_YANACOCHA_LOJA_138kV	0,11%	0,15%
C1_LOJA_CATAMAYO_69kV	0,86%	0,87%
TORRE11_SAN_CAYETANO_69kV	0,06%	0,06%
C1_CUENCA_YANACOCHA_138kV	0,91%	1,12%
C1_CUENCA_YANACOCHA_138kV	0,91%	1,12%
C1_LOJA_VILLONACO_69kV	0,23%	0,00%
TORRE11_CUMBARATZA_69kV	1,25%	1,27%
TOTAL	5,05%	5,36%

**Fuente:** Autor.



**Fig. 4.23:** Análisis gráfico comparativo Escenario Seco Demanda Pico.

**Fuente:** Autor.

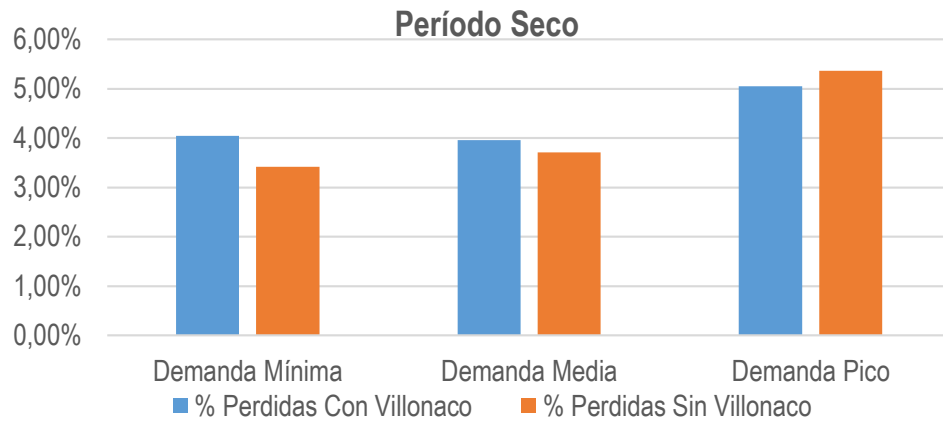
#### 4.5.6.2 Resumen del período seco.

**Tabla 4.36** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

% Pérdidas del Sistema - Período Seco	% Pérdidas Con Villonaco	% Pérdidas Sin Villonaco	Potencia Sistema (MW)	Pérdidas Con Villonaco (MW)	Pérdidas Sin Villonaco (MW)
Demanda Mínima	4.04%	3.41%	25.50	1.03	0.87
Demanda Media	3.96%	3.70%	32.50	1.29	1.20
Demanda Pico	5.05%	5.36%	51.10	2.58	2.74

**Fuente:** Autor.





**Fig. 4.24:** Análisis gráfico comparativo Escenario Seco.

**Fuente:** Autor.

Se observa el mismo comportamiento de lo observado en el periodo lluvioso. El porcentaje de pérdidas del sistema se incrementa en demanda mínima y en este caso también en demanda media, aunque podría decirse que son muy similares.

Si se analiza el comportamiento de las pérdidas considerando el factor de Dispersión de la Generación Eólica se obtiene los siguientes resultados:

**Tabla 4.37** Factor de penetración período lluvioso.

Factor de Penetración Período Lluvioso	Villonaco (MW)	Carga (MW)	Fact. Penetr. (lluvioso)
Demanda Mínima	16.50	25.00	66%
Demanda Media	15.90	34.00	47%
Demanda Pico	16.70	50.87	33%

**Fuente:** Autor

**Tabla 4.38** Factor de penetración período seco.

<b>Factor de Penetración Período Seco</b>	<b>Villonaco (MW)</b>	<b>Carga (MW)</b>	<b>Fact. Penetr. (seco)</b>
Demanda Mínima	12.60	25.50	49%
Demanda Media	16.60	32.50	51%
Demanda Pico	13.00	51.10	25%

**Fuente:** Autor

Los resultados obtenidos permiten concluir que altos valores de penetración en el sistema de la generación eólica ocasionan pérdidas mayores. Sin embargo, este comportamiento no se puede generalizar para todos los sistemas, especialmente cuando son mallados.

#### **4.5.7 Pérdidas en el Transformador Loja.**

El resultado de las simulaciones aplicado a los diferentes períodos estacionales y de demanda se refleja en las siguientes tablas.

**Tabla 4.39** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

<b>PERÍODO LLUVIOSO DEMANDA MÍNIMA CON GENERADOR VILLONACO</b>			
<b>TRANSFORMADOR</b>	<b>POTENCIA ACTIVA. P (Mw)</b>	<b>POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)</b>	<b>CARGABILIDAD (%)</b>
TRAFO_LOJA	0,018013	0,228613	0,1569

**Fuente:** Autor

**Tabla 4.40** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

<b>PERÍODO LLUVIOSO DEMANDA MÍNIMA SIN GENERADOR VILLONACO</b>			
<b>TRANSFORMADOR</b>	<b>POTENCIA ACTIVA. P (Mw)</b>	<b>POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)</b>	<b>CARGABILIDAD (%)</b>
TRAFO_LOJA	0,022635	0,701384	36,19061

**Fuente:** Autor

**Tabla 4.41** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

PERÍODO LLUVIOSO DEMANDA MEDIA CON GENERADOR VILLONACO			
TRANSFORMADOR	POTENCIA ACTIVA. P (Mw)	POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)	CARGABILIDAD (%)
TRAFO_LOJA	0,01923	0,39227	24,867973

**Fuente:** Autor

**Tabla 4.42** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

PERÍODO LLUVIOSO DEMANDA MEDIA SIN GENERADOR VILLONACO			
TRANSFORMADOR	POTENCIA ACTIVA. P (Mw)	POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)	CARGABILIDAD (%)
TRAFO_LOJA	0,026598	1,143616	48,04998

**Fuente:** Autor

**Tabla 4.43** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

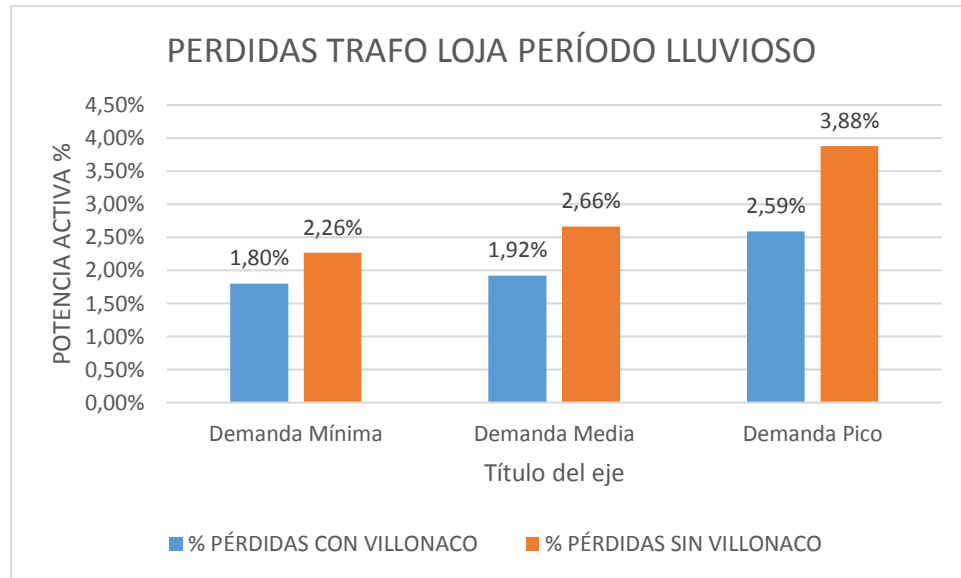
PERÍODO LLUVIOSO DEMANDA MÁXIMA CON GENERADOR VILLONACO			
TRANSFORMADOR	POTENCIA ACTIVA. P (Mw)	POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)	CARGABILIDAD (%)
TRAFO_LOJA	0,025855	1,077856	46,498803

**Fuente:** Autor

**Tabla 4.44** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

PERÍODO LLUVIOSO DEMANDA MÁXIMA SIN GENERADOR VILLONACO			
TRANSFORMADOR	POTENCIA ACTIVA. P (Mw)	POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)	CARGABILIDAD (%)
TRAFO_LOJA	0,038819	2,396582	71,626437

**Fuente:** Autor



**Fig. 4.25:** Análisis gráfico comparativo Escenario Lluvioso.

**Fuente:** Autor.

**Tabla 4.45** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

PERÍODO SECO DEMANDA MÍNIMA CON GENERADOR VILLONACO			
TRANSFORMADOR	POTENCIA ACTIVA. P (Mw)	POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)	CARGABILIDAD (%)
TRAFO_LOJA	0,018897	0,313358	20,884293

**Fuente:** Autor

**Tabla 4.46** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

PERÍODO SECO DEMANDA MÍNIMA SIN GENERADOR VILLONACO			
TRANSFORMADOR	POTENCIA ACTIVA. P (Mw)	POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)	CARGABILIDAD (%)
TRAFO_LOJA	0,022795	0,71866	36,72504

**Fuente:** Autor

**Tabla 4.47** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

PERÍODO SECO DEMANDA MEDIA CON GENERADOR VILLONACO			
TRANSFORMADOR	POTENCIA ACTIVA. P (Mw)	POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)	CARGABILIDAD (%)
TRAFO_LOJA	0,018571	0,301943	20,317023

**Fuente:** Autor

**Tabla 4.48** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

PERÍODO SECO DEMANDA MÍNIMA SIN GENERADOR VILLONACO			
TRANSFORMADOR	POTENCIA ACTIVA. P (Mw)	POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)	CARGABILIDAD (%)
TRAFO_LOJA	0,024825	0,946071	43,157187

**Fuente:** Autor

**Tabla 4.49** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

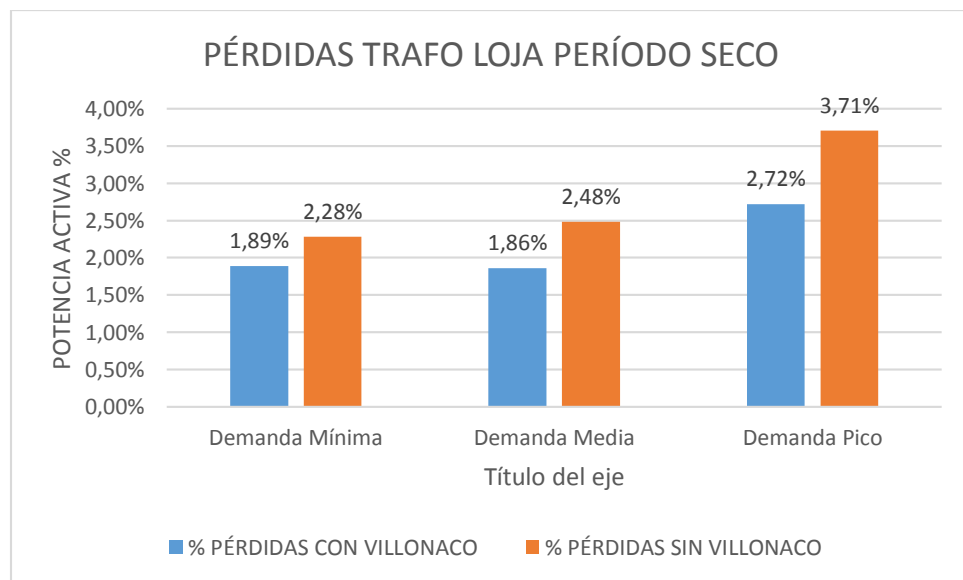
PERÍODO SECO DEMANDA MÁXIMA CON GENERADOR VILLONACO			
TRANSFORMADOR	POTENCIA ACTIVA. P (Mw)	POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)	CARGABILIDAD (%)
TRAFO_LOJA	0,02723	1,19645	49,258871

**Fuente:** Autor

**Tabla 4.50** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

PERÍODO SECO DEMANDA MÍNIMA SIN GENERADOR VILLONACO			
TRANSFORMADOR	POTENCIA ACTIVA. P (Mw)	POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)	CARGABILIDAD (%)
TRAFO_LOJA	0,037066	2,205185	68,537594

**Fuente:** Autor



**Fig. 4.26:** Análisis gráfico comparativo Escenario Lluvioso.

**Fuente:** Autor.

Analizando la información resultante del desempeño de los transformadores se encuentra que el porcentaje de cargabilidad del transformador de Loja, el más importante del sistema, se reduce cuando opera la central eólica, lo cual es beneficioso para el equipo pues incrementa las horas de vida útil y reduce la frecuencia de los mantenimientos, aumentando la confiabilidad del suministro.

#### **4.5.8 Generadores.**

En el Anexo A se muestra el despacho de los generadores del sistema. No se advierten sobrecargas.

## CONCLUSIONES

- En general la Generación Distribuida - GD posee ventajas indiscutibles para mejorar el desempeño de los sistemas eléctricos que se traduce en la reducción de pérdidas, la mejora en los perfiles de tensión, aumento de la confiabilidad en el sistema y el incremento en el uso de fuentes de producción de energía limpias y amigables con el medio ambiente. Sin embargo, el caso real bajo estudio ha permitido demostrar que no siempre se verifica una reducción de pérdidas, dependiendo esta característica de la topología del sistema y del tamaño del SEP. En general, resulta más sencillo concluir sobre la disminución de pérdidas en un sistema radial que en uno mallado, como el que se analizó en el presente trabajo de tesis.
- Sin perjuicio de lo anterior, la utilización de la GD debe fomentarse, aunque su conexión a la red de distribución introduzca una mayor complejidad en la operación del sistema eléctrico y se requieran acciones adicionales para mitigar los efectos que podrían producirse sobre el esquema de protecciones, debido a los flujos cambiantes que podrían producirse de acuerdo con el tamaño y ubicación de la GD.
- El perfil de voltajes de la red es afectado por la integración de la GD, sin embargo el impacto depende de la ubicación óptima de la GD en el sistema eléctrico. En el caso real bajo estudio, al analizar los perfiles de voltaje de barra en el Sistema Eléctrico Sur en los escenarios de seco y lluvioso, así como en las demandas base, demanda media y demanda de punta se encuentra que este se encuentra dentro del rango tolerable respecto del valor nominal.
- La GD afecta al nivel de voltaje del sistema, a través del punto de conexión, debido a la inyección de potencia. Esto permite en la mayoría de condiciones mejorar el perfil de voltaje, permitiendo que el sistema pueda soportar una condición de carga mayor.

- Al analizar el porcentaje total de pérdidas de potencia activa del sistema bajo estudio, en los escenarios climáticos seco y lluvioso, en la peor condición representada por la demanda máxima se puede concluir que el porcentaje de pérdidas es menor cuando ingresa el Generador Villonaco representado por un 10.23%, y sin el generador de Villonaco el porcentaje de pérdidas aumenta al 11% aproximadamente; es decir que el porcentaje de variación de pérdidas en las líneas de transmisión y subtransmisión en los escenarios bajo estudio es mínimo representado por un 0.77%.
- Al analizar el porcentaje total de pérdidas de potencia activa en el Transformador Loja en los escenarios climáticos seco y lluvioso, en la peor condición representada por la demanda máxima podemos concluir que el porcentaje de pérdidas es menor cuando ingresa el Generador Villonaco representado por un 5.31%, y sin el generador de Villonaco el porcentaje de pérdidas aumenta al 7.59% aproximadamente; es decir que el porcentaje de variación de pérdidas en el transformador Loja en los escenarios bajo estudio mayor que el de las líneas de transmisión y subtransmisión representado por un 2.28%.
- La cargabilidad promedio del transformador Loja al estar en servicio el Generador Villonaco es de un 26.7% y al salir fuera de servicio el Generador aumenta substancialmente a un 50.71%.



## **RECOMENDACIONES.**

- Se recomienda estudiar el comportamiento del sistema de la EERSSA en las siguientes circunstancias:
  - Cargas y tensiones en régimen de contingencia (régimen N-1)
  - Variación de tensión en la red al conectar/desconectar el generador
  - Calidad de servicio
  - Aportes del generador a las corrientes de cortocircuito e impacto sobre el sistema de protecciones vigente en la zona de influencia del generador
  - Análisis de riesgo de funcionamiento en isla
  - Estudios dinámicos ante fallas y transitorios
  - Reserva Operacional
  
- Es necesario generar nueva normativa en el sector eléctrico que contemple las características técnicas particulares de la generación distribuida en energías renovables (fotovoltaica, eólica, microturbinas, diesel convencional y gas natural, turbinas de gas, y las tecnologías de almacenamiento de energía).

## REFERENCIAS.

- [1] “/capítulo: Evaluacion-Energetica-Del-Viento / INTRODUCCION AL ESTUDIO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA.” [Online]. Available: <http://escritura.proyectolatin.org/introduccion-al-estudio-de-fuentes-renovables-de-energia/evaluacion-energetica-del-viento/>.
- [2] C. Abbey, S. Member, F. Katiraei, C. Brothers, G. Joos, and S. Member, “Integration of Distributed Generation and Wind Energy in Canada,” 2006.
- [3] O. Cabrales, *MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA INSTITUTO DE CIENCIAS NUCLEARES Y ENERGIAS ALTERNATIVAS MANUAL DE APLICACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA* Autor : Alvaro Pinilla S ., Ph . D ., M . Sc ., Ingeniero Mecánico Contrato INEA-065-96 Julio de 1997 . 1997.
- [4] “Velocidad del viento - EcuRed.” [Online]. Available: [http://www.ecured.cu/index.php/Velocidad\\_del\\_viento](http://www.ecured.cu/index.php/Velocidad_del_viento).
- [5] I. D. I. Prátula, R. Horacio, M. Ing, G. Eduardo, I. Rossi, P. Andrea, D. G. De Estudios, and S. Energía, “Viabilidad de los Aprovechamientos de Energía Eólica en el Sur de la Provincia de Buenos Aires Vinculados a la Red de Distribución .”
- [6] Prof. Ing. Pedro Fernández Díez, “velocidad del viento.” [Online]. Available: [http://www.energiasargentinas.com.ar/velocidad del viento.htm](http://www.energiasargentinas.com.ar/velocidad%20del%20viento.htm).
- [7] M. L. Coira, “Reducción del riesgo en la dirección de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos,” *Ferrol Marzo*, 2006.
- [8] F. Martín Morillas, *Evaluación de recursos eólicos, Curso sobre Principios de la Conversión de la Energía Eólica, Instituto de Estudios de la Energía, Madrid*. 1993.
- [9] J. A. Lucio, “Diseño de un parque Eólico en el sector de Pusuchisi Alto para el Sistema de distribución ELEPCO,” p. 191, 2014.
- [10] H. Snel, “La Tecnología de los Aerogeneradores.,” p. 25, 2012.
- [11] E. Opex, “Parques eolicos, operacion y mantenimiento,” 2013. [Online]. Available: [http://opex-energy.com/eolica/tipos\\_aerogeneradores.html](http://opex-energy.com/eolica/tipos_aerogeneradores.html).
- [12] Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, *PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022*. 2013, pp. 1–206.

- [13] “2.1. Componentes de un aerogenerador.” [Online]. Available: [http://educativa.catedu.es/44700165/aula/archivos/repositorio/1000/1088/html/21\\_compone ntes\\_de\\_un\\_aerogenerador.html](http://educativa.catedu.es/44700165/aula/archivos/repositorio/1000/1088/html/21_compone ntes_de_un_aerogenerador.html). [Accessed: 25-Feb-2015].
- [14] E. F. Durán Contreras, “La Generación Distribuida y sus Retos Frente al Nuevo Marco Legal del Mercado Eléctrico Ecuatoriano.” pp. 1–239, 2013.
- [15] J. Viera and G. Bonessi, “Pérdidas técnicas en redes de distribución con GD,” 2008. [Online]. Available: <http://iie.fing.edu.uy/epim2008/programa/p12.pdf>. [Accessed: 25-Feb-2015].
- [16] E. Estrella and L. Parra, “Impactos en la Calidad de la Potencia Eléctrica por la conexión de Generación Distribuida,” pp. 1–7, 2012.
- [17] F. Magnago, “Impacto de la Generación Distribuida sobre las Pérdidas en Redes de distribución Eléctrica.” 2011.
- [18] P. I. González-longatt and F. Manuel, “TESIS DOCTORAL IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA,” p. 242, 2008.
- [19] D. Galván, G. Luengo, and S. Tomanovi, “Análisis de generación eólica en sistemas eléctricos de potencia ( I ),” *Power*, no. I, pp. 60–70, 2000.
- [20] “Integración de Energía Eólica a Gran Escala en los Sistemas Interconectados.” [Online]. Available: <http://web.ing.puc.cl/power/alumno10/wind/index5.html>. [Accessed: 25-Feb-2015].
- [21] F. M. Ing. Gonzáles, Longatt, “Impacto de la Generación Distribuida en los Sistemas de Potencia.pdf,” 2008.
- [22] C. García Pérez, “Propuesta Normativa Complementaria de la Regulación para la Explotación Óptima y Conexión a las Redes de Distribución.” 2013. [Online]. Available: <http://biblioteca.funlode.net.do/Tesis-iglobal/Tesis MRE graduandos IGLOBAL 2013/Tesis MRE, Claudio Garc%C3%ADa.pdf>. [Accessed: 25-Feb-2015].
- [23] D. E. L. Mercado, E. Ecuatoriano, A. Edgar, and F. Durán, “Facultad de Ingeniería,” pp. 1–239, 2013.
- [24] CONELEC, “Regulación No. CONELEC – 004/11 Página 1 de 17,” pp. 1–17.
- [25] D. Andagoya, C. Gallardo, G. Salazar, and H. Arcos, “Máxima Capacidad de Generación Eólica a ser Instalada en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano,” vol. 33, no. 3, 2014.

- [26] T. Ackermann, “Wind Power in Power Systems Published Online: 28 OCT 2005,” p. 200, 2005.
- [27] J. Mírez, “J295: Normas técnicas internacionales de SEP con generación eólica.,” 2011. [Online]. Available: <https://jmirez.wordpress.com/2011/07/18/j295-normas-tecnicas-internacionales-de-sep-con-generacion-eolica-operacion-durante-falla/>. [Accessed: 25-Feb-2015].
- [28] J. Mírez, “J292: Normas técnicas internacionales de SEP con generación eólica: Operación en régimen permanente: Factor de Potencia | Matlab/Simulink in Renewable Energy [Jorge Mírez] en WordPress.com,” 2011. [Online]. Available: <https://jmirez.wordpress.com/2011/07/18/j292-normas-tecnicas-internacionales-de-sep-con-generacion-eolica-operacion-en-regimen-permanente-factor-de-potencia/>. [Accessed: 25-Feb-2015].
- [29] F. Avia, “La energía eólica,” p. 278, 2012.
- [30] “Capítulo 1 - Estudio y Diseño de los Sistemas Controladores de los Grupos Generadores Termoeléctricos.” [Online]. Available: [http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/248/3/Capitulo\\_.pdf](http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/248/3/Capitulo_.pdf). [Accessed: 26-Feb-2015].
- [31] L. Fernando, R. García, S. Milena, P. Londoño, J. José, and M. Flórez, “Estimación de parámetros de un modelo de carga de recuperación exponencial empleando técnicas metaheurísticas techniques,” vol. 18, no. 3, pp. 453–462, 2013.
- [32] M. Sarango, “Parque eólico Villonaco,” p. 6, 2012.

# ANEXOS

## ANEXO A

### DESPACHO DE LOS GENERADORES DEL SISTEMA.

**Tabla A.1** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

PERÍODO LLUVIOSO DEMANDA MÍNIMA CON GENERADOR VILLONACO			
GENERADORES	POTENCIA ACTIVA. P (Mw)	POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)	CARGABILIDAD (%)
G_VILLONACO	16,499998	0,000009	86,97
G_CAR_MORA	2,2	0,1	71,24
G_CATAMAYO	0	0	15,72

**Fuente:** Autor

**Tabla A.2** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

PERÍODO LLUVIOSO DEMANDA MÍNIMA SIN GENERADOR VILLONACO			
GENERADORES	POTENCIA ACTIVA. P (Mw)	POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)	CARGABILIDAD (%)
G_CAR_MORA	2,2	0,1	81,57
G_CATAMAYO	0	0	0

**Fuente:** Autor

**Tabla A.3** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

PERÍODO LLUVIOSO DEMANDA MEDIA CON GENERADOR VILLONACO			
GENERADORES	POTENCIA ACTIVA. P (Mw)	POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)	CARGABILIDAD (%)
G_VILLONACO	15,899999	0,000001	83,25
G_CAR_MORA	2,2	0,2	81,82
G_CATAMAYO	0	0	0

**Fuente:** Autor

**Tabla A.4** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

PERÍODO LLUVIOSO DEMANDA MEDIA SIN GENERADOR VILLONACO			
GENERADORES	POTENCIA ACTIVA. P (Mw)	POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)	CARGABILIDAD (%)
G_CAR_MORA	2,2	0,2	81,82
G_CATAMAYO	0	0	0

**Fuente:** Autor

**Tabla A.5** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

PERÍODO LLUVIOSO DEMANDA MÁXIMA CON GENERADOR VILLONACO			
GENERADORES	POTENCIA ACTIVA. P (Mw)	POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)	CARGABILIDAD (%)
G_VILLONACO	16,700002	-0,000001	87,43
G_CAR_MORA	2,2	0,299999	82,24
G_CATAMAYO	1,400001	0,699999	9,46

**Fuente:** Autor

**Tabla A.6** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

PERÍODO LLUVIOSO DEMANDA MÁXIMA SIN GENERADOR VILLONACO			
GENERADORES	POTENCIA ACTIVA. P (Mw)	POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)	CARGABILIDAD (%)
G_CAR_MORA	2,200001	0,299995	82,24
G_CATAMAYO	1,400002	0,699995	9,46

**Fuente:** Autor

**Tabla A.7** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

PERÍODO SECO DEMANDA MÍNIMA CON GENERADOR VILLONACO			
GENERADORES	POTENCIA ACTIVA. P (Mw)	POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)	CARGABILIDAD (%)
G_VILLONACO	12,6	0,500001	66,02
G_CAR_MORA	1,9	0,2	70,76
G_CATAMAYO	0,4	0,3	3,02

**Fuente:** Autor

**Tabla A.8** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

PERÍODO SECO DEMANDA MÍNIMA SIN GENERADOR VILLONACO			
GENERADORES	POTENCIA ACTIVA. P (Mw)	POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)	CARGABILIDAD (%)
G_CAR_MORA	1,9	0,2	70,76
G_CATAMAYO	0,4	0,3	3,02

**Fuente:** Autor

**Tabla A.9** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

PERÍODO SECO DEMANDA MEDIA CON GENERADOR VILLONACO			
GENERADORES	POTENCIA ACTIVA. P (Mw)	POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)	CARGABILIDAD (%)
G_VILLONACO	16,599999	0,600005	86,97
G_CAR_MORA	1,9	0,3	71,24
G_CATAMAYO	2,4	1	15,72

**Fuente:** Autor**Tabla A.10** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

PERÍODO SECO DEMANDA MEDIA SIN GENERADOR VILLONACO			
GENERADORES	POTENCIA ACTIVA. P (Mw)	POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)	CARGABILIDAD (%)
G_CAR_MORA	1,9	0,3	71,24
G_CATAMAYO	2,4	1	15,72

**Fuente:** Autor**Tabla A.11** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

PERÍODO SECO DEMANDA MÁXIMA CON GENERADOR VILLONACO			
GENERADORES	POTENCIA ACTIVA. P (Mw)	POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)	CARGABILIDAD (%)
G_VILLONACO	13,000002	0,6	68,14
G_CAR_MORA	1,9	0,299999	71,24
G_CATAMAYO	3,900001	1,799998	25,97

**Fuente:** Autor**Tabla A.12** Comparación de pérdidas totales del sistema período seco.

PERÍODO SECO DEMANDA MÁXIMA SIN GENERADOR VILLONACO			
GENERADORES	POTENCIA ACTIVA. P (Mw)	POTENCIA REACTIVA. Q (MVA)	CARGABILIDAD (%)
G_CAR_MORA	1,900001	0,299997	71,24
G_CATAMAYO	3,900004	1,799991	25,97

**Fuente:** Autor



